



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA.  
RECINTO UNIVERSITARIO SIMÓN BOLIVAR  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN.**

**Tesis para Optar al Título de Ingeniero Eléctrico.**

**Tema:**

**“Pruebas para el Diagnóstico de Fallas en Transformadores de Distribución hasta 500 kva”, para una Empresa de Servicio en Nicaragua.**

**Autor:**

 **EDGARD DAVID SEVILLA SÁNCHEZ.**

**Número de Carnet:**

**94-11502-7.**

**Tutor: ING. RAMIRO ARCIA LACAYO.**

**Fecha: FEBRERO DE 2018.**

## **INDICE:**

### **Capítulo I. Generalidades del Transformador de Distribución.**

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Objetivos.
  - 1.2.1 Objetivo General
  - 1.2.2 Objetivos Específicos
- 1.3 Antecedentes.
- 1.4 Justificación.
- 1.5 Marco teórico.

### **Capítulo II. El Transformador de Distribución.**

- 2.1 Definición de Transformador.
- 2.2 El Transformador Elemental.
- 2.3 Componentes Básicos del Transformador de Distribución.
- 2.4 Clasificación de los Transformadores.
- 2.5 Tipos de Diagnósticos.
- 2.6 Reglas de Seguridad en el Sitio de Trabajo.
- 2.7 Inspección Visual externa del Transformador de Distribución.

### **Capítulo III. Pruebas de Diagnóstico de Falla en Transformadores de Distribución.**

- 3.1 Pruebas de Diagnóstico de Falla en Transformadores de Distribución.
- 3.2 Ensayos Físico-Químico.
  - 3.2.1 Prueba Rápida de PCB.
  - 3.2.2 Color.
  - 3.2.3 Aspecto Visual.
  - 3.2.4 Número de Acidez.
  - 3.2.5 Rigidez Dieléctrica del Aceite.
  - 3.2.6 Factor de Potencia a 25° C y 100°C.
- 3.3 Cromatografía de Gases Combustibles Disueltos (DGA).
  - 3.3.1 Método de la IEC-60599.
  - 3.3.2 Método de la IEEE C57.104.91.
    - 3.3.2.1 Método de los Gases Claves.
    - 3.3.2.2 Método de Rogers.
    - 3.3.2.3 Método de Triángulo Duval.
- 3.4 Equipo Analizador de Gases Disuelto Transpor- X de Kelman.

### 3.5 Ensayos Eléctricos.

3.5.1 Polaridad del Transformador.

3.5.2 Grupo de Conexión.

3.5.3 Relación de Transformación.

3.5.4 Resistencia Óhmica.

3.5.5 Resistencia de Aislamiento.

3.5.5.1 Índice de Polarización.

3.5.5.2 Índice de Absorción.

## **Capítulo IV. Costo de Pruebas de Diagnóstico en Transformadores de Distribución.**

### 4.1 Definición de Costo.

### 4.2 Elementos de un Producto o Servicio.

4.2.1 Materiales Directos.

4.2.2 Materiales Indirectos.

4.2.3 Costos Indirectos de Fabricación.

4.2.4 Mano de Obra Directa.

4.2.5 Mano de Obra Indirecta.

### 4.3 Cálculo del costo de Pruebas de Diagnóstico en Transformadores de Distribución.

- **Conclusiones.**

- **Bibliografía.**

- **Anexos.**

## **Capítulo I. Generalidades del Transformador de Distribución.**

## **1.1 Introducción.**

Los Transformadores en particular son un medio técnico que hizo su aparición en la primera década del siglo pasado, la actitud asumida históricamente, ante el diagnóstico ha dependido básicamente de factores económicos, independientemente de las repercusiones sociales que pueda tener la salida de servicio por avería, el desgaste prematuro, el envejecimiento precoz de este medio técnico.

Dada la importancia del transformador dentro de un sistema eléctrico y de la creciente presión que la competencia global ejerce sobre la industria, surge el “diagnóstico” para garantizar la calidad óptima del equipo, para mantenerse en competencia y facturar ganancias, en tanto el usuario lo hace para mantener la producción.

El Diagnóstico surge como el seguimiento organizado con mediciones periódicas de variables de estado del sistema y su comparación con unos patrones establecidos, para la determinación del instante en que se debe producir el mantenimiento. Por lo tanto, consiste en subsanar el fallo cuando este aún se encuentra en estado insipiente, esto no implica necesariamente intervención en el equipo, sino más bien pruebas de diagnóstico para detectar cuando se van a presentar fallas en los equipos y definir el momento en que se deben intervenir o realizar las correcciones pertinentes.

En la primera parte de este trabajo investigativo se abordará las generalidades de los Transformadores de Distribución, la segunda parte se hará una breve descripción de la clasificación de los Transformadores, tipos de diagnósticos y reglas de seguridad en el sitio de trabajo. En la tercera parte se abordará las pruebas Básicas de diagnóstico de Transformadores de Distribución y se hará una comparación con normas Nacionales e Internacionales usadas en la actualidad (En Nicaragua). En la cuarta parte conoceremos los costos del servicio de las pruebas de diagnóstico de Transformadores de Distribución, en el anexo mostraremos un ejemplo práctico, donde se aplica toda la teoría expuesta en este trabajo.

## **1.2 Objetivos.**

### **1.2.1 Objetivo General.**

- Analizar las pruebas básicas para diagnóstico de falla de un Transformador de Distribución dentro de un sistema electro-energético, realizadas en el país (Nicaragua).

### **1.2.2 Objetivos Específicos.**

- Verificar las características establecidas en las especificaciones y normas técnicas que se utilizan en el país, para Transformadores de Distribución hasta 500 KVA.
- Determinar la confiabilidad, emisión de diagnóstico y recolección de datos para la elaboración de pronósticos de funcionamiento de Transformadores de Distribución hasta 500 KVA.
- Conocer los costos de las Pruebas de Diagnóstico para Transformadores de Distribución hasta 500 KVA.

### **1.3 Antecedentes.**

El Diagnóstico es una de las técnicas más antiguas empleadas por el hombre, siendo los griegos los primeros en definirla por este nombre que significa “A través del conocimiento”, esta técnica surge inicialmente como una necesidad del hombre para reconocer y detectar males y deficiencia funcionales del organismo humano y, posteriormente, de los medios técnicos creados por él. En las ciencias médicas donde el diagnóstico tuvo mayor acogida y por tanto donde se ha acumulado mayor experiencia y desarrollo particularmente dentro de la llamada medicina curativa de la cual es una de sus partes, pues ella se divide en Diagnóstico y Tratamiento. Estas partes están indisolublemente unidas entre sí y evidentemente la primera, y más importante, es el diagnóstico ya que de él depende la institución del método de prevención de males en desarrollo.

Las técnicas de diagnóstico se han ido perfeccionando en la medida que el hombre ha desarrollado su conocimiento científico, empleando técnicas más completas y complejas. El diagnóstico técnico aplicado a equipos electro-energéticos, y en especial a Transformadores de distribución, es el perfeccionamiento de las tareas de mantenimiento y el control del estado de los medios técnicos, o sea, el Mantenimiento por diagnóstico. Mientras que su importancia radica en que, por una parte el índice de prevención de fallos aumenta a la vez, que por otra las tareas de mantenimiento se flexibilizan en dependencia del estado real de los equipos. Todo ello conduce a una disminución de los gastos totales por mantenimiento.

Actualmente en nuestro país hay un crecimiento económico en el sector público, comercial e industrial, por lo que también existe una alta demanda de recurso humano, pero Nicaragua tiene el inconveniente que hace falta recurso humano calificado, derivado de esta necesidad nos planteamos la elaboración de este trabajo, respaldados en los estudios de Ingeniería Eléctrica y en la investigación científica.

#### **1.4 Justificación.**

La electricidad es una forma de energía fundamental para prácticamente cualquier actividad económica actual, y que para su manejo desde el punto de vista de producción hasta el punto de consumo, requiere de transformadores de distribución. La gran mayoría de estos sumergidos en aceite dieléctrico, características que hace de estas máquinas, fáciles de diagnosticar su operación para un adecuado mantenimiento del sistema integral del transformador de distribución, que ayudan a extender su vida útil.

Dado que en Nicaragua solo existe una Empresa Estatal ENATREL, que brinda el servicio de diagnóstico para Transformadores de Distribución, quien atiende a todas las Empresas del Sector Estatal y Privado, razón por la que el personal altamente capacitado sólo se encuentra en dicha Institución, con lo antes descrito nos vemos obligados a realizar nuestra investigación, la cual será una guía teórica y práctica en el cual Ingenieros en Mantenimiento y Técnicos en Mantenimiento podrán consultar, ya que en este documento se incluye el conocimiento científico, normas Nacionales e Internacionales y las habilidades de diagnóstico que se adquieren con el tiempo. Incluso dependiendo del espíritu emprendedor se puede valorar la compra de algunos equipos de prueba, para crear una empresa de pruebas de diagnóstico de fallas en Transformadores de Distribución, esto va depender de la de la visión económica.

#### **1.5 Marco Teórico.**

Los Transformadores desempeñan un papel muy importante en el transporte, distribución y suministro de la energía eléctrica, la invención de este constituyó un hito tecnológico que contribuyó de sobremanera a la expansión de la energía eléctrica y creó las condiciones para realizar nuevas invenciones y aplicaciones donde dicha energía fuese la fuente inicial. El Transformador de Distribución, como cualquier otra máquina creada por el hombre, necesita de cuidados apropiados para asegurar su buena operación y durabilidad. Un transformador en buenas condiciones ayuda de manera importante a proporcionar las condiciones de desarrollo de la sociedad.



**Capítulo II. El Transformador de Distribución.  
(Según Norma NOM – 002 – 2010 - 3.2)**

## 2.1 Definición de Transformador.

Es una máquina estática que por acoplamiento electromagnético entre dos o más bobinas, permite efectuar una transferencia de energía entre estos, variando en general sus parámetros de entrada y salida.

Un transformador es un sistema complejo en el cual se producen una gran variedad de fenómenos diferentes en forma simultánea, cuyos efectos interactúan entre sí, tales como; Físico-Químico, eléctricos, magnéticos, electromagnéticos, electrodinámicos y térmicos.

## 2.2 El Transformador Elemental.

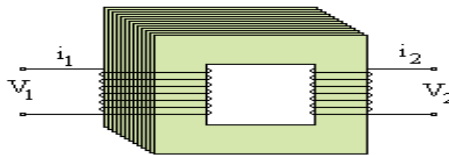


Figura #1. Representación de un Transformador Elemental. (Fuente Propia).

$$F_{mm} = N_1 \times I_m$$

$$\Phi_m = F_{mm} / R$$

El flujo magnético interactúa sobre ambos arrollamientos generando fuerzas electromotrices (F.e.m) proporcionales a su número de espiras.

### Valor Instantáneo.

$$E_1 = N_1 \times (\partial \Phi / \partial t).$$

$$E_2 = N_2 \times (\partial \Phi / \partial t).$$

### Valor eficaz.

$$E_1 = 4.44 \times F \times N_1 \times \Phi_m.$$

$$E_2 = 4.44 \times F \times N_2 \times \Phi_m.$$

La relación de transformación está dada por:

$$V_1 / V_2, E_1 / E_2, N_1 / N_2, I_2 / I_1 = a.$$

## 2.3 Componentes Básicos del Transformador de Distribución.

### a. Circuito Magnético.

La conforma el núcleo, el cual está hecho de laminaciones de acero al silicio de grano orientado; las láminas se aíslan por ambos lados con la finalidad de reducir las pérdidas por corriente parásitas y así conducir el flujo magnético generado.



**Figura #2. Circuitos Magnéticos.** (Fuente Propia).

### **b. Circuito Eléctrico.**

Compuesto por los devanados primarios y secundarios, se fabrican de cobre o aluminio; forrándose de papel o barnizándose, dependiendo si es seco o sumergido en aceite, de la tensión de operación y la potencia. La función que deben cumplir los devanados es la de crear un flujo Magnético en el primario y por inducción electromagnética dar origen a una fuerza electromotriz (f.e.m), en el secundario.



**Figura #3. Circuitos Eléctricos.** (Catálogo de Essex Group, 1998).



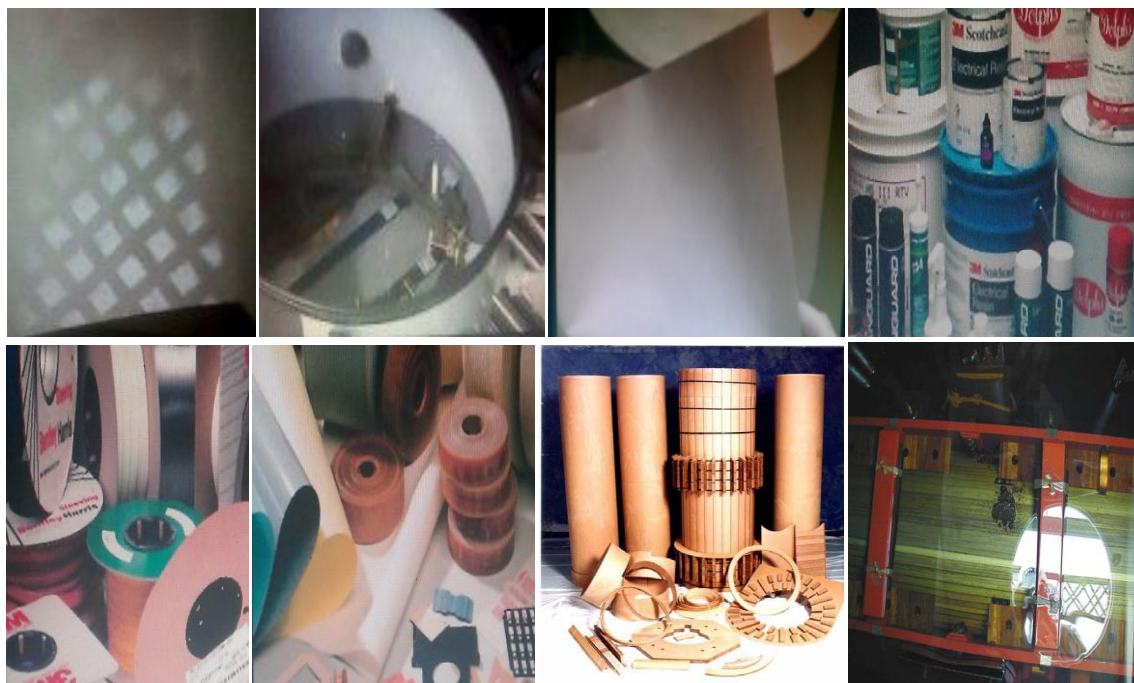
**Figura #4. Combinación del Circuito Eléctrico y Magnético.** (Fuente Propia).

### **c. Sistema de Aislamiento.**

Todos los transformadores poseen materiales aislantes que forman el sistema de aislamiento. Dichos aislamientos aumentan a medida que se aumenta la capacidad del transformador. A continuación se mencionan algunos materiales aislantes:

- Cartón Dieléctrico.
- Papel Kraft.
- Papel Creepe.
- Barniz.
- Porcelana
- Termoplástico.
- Aceite Dieléctrico.

Este sistema aísla eléctricamente a los devanados, al núcleo y partes de acero que forman la estructura.

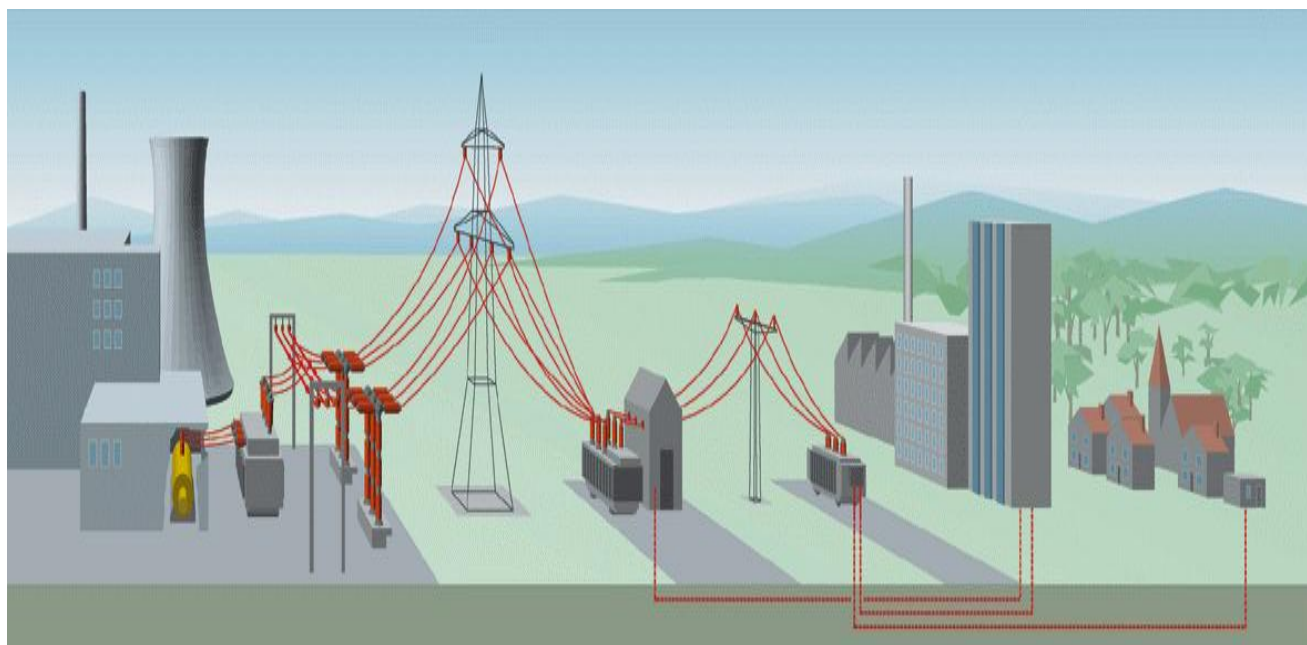


**Figura #5. Sistemas de Aislamientos.** (Catálogo de Essex Group, 1998 y Fuente Propia).

#### **d. Tanque y Accesorios.**

El tanque tiene la función de contener y preservar al aceite Dieléctrico y el conjunto núcleo- bobinas. A demás, está constituido por los siguientes elementos (Accesorios).

1. Boquillas de Porcelana A.T. y B.T.
2. Cambiador de Derivaciones (Taps).
3. Terminales de A.T. y B.T.
4. Indicadores de Nivel
5. Válvula de Alivio
6. Válvula de Muestreo de Aceite.





## 2.4 Clasificación de los Transformadores.

En función de la Capacidad del Equipo:

- Fuerza o Potencia.
- Distribución.

En función del número de fases:

- Monofásico.
  - Auto-protegido.
  - Convencional.
- Trifásico.

En función de los sistemas de disipación de calor:

- Sumergidos en Aceite Dieléctrico.
- Enfriados por aire.

En función de las condiciones de servicio:

- Para uso Interior.
- Para uso Exterior.

En función de los lugares de instalación:

- Para Instalarse en Poste.
- Para instalarse en Subestación.
- Para instalarse en un Pedestal.

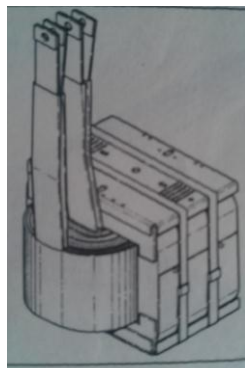


**Figura #8. Transformador de Potencia.** (Fuente Propia).

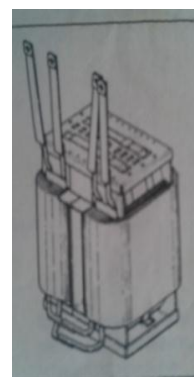


**Figura #9. Transformador de Distribución.** (Fuente Propia).





**Figura #10. Transformador Convencional.**  
(Fuente Propia).



**Figura #11. Transformador Auto-protégido.**  
(Fuente Propia).



**Figura #12. Transformador de Pedestal y Accesorios.** (Catálogo Cooper, 2012).



**Figura #13. Transformadores Seco.** (Catálogo Eaton, 2011).

## Voltajes Normalizados en la Red de Distribución en Nicaragua.

1 $\phi$ Alta Tensión	3 $\phi$ Alta Tensión
14400 V	24940 V
7620 V	13200 V
2400 V	4160 V

**Tabla#1. Voltajes Normalizados en Alta Tensión.** (Fuente Propia).

1 $\phi$ Baja Tensión	3 $\phi$ Baja Tensión
120/240 V	240 V
240/480 V	208 V
277 V	480 V
	380 V

**Tabla#2. Voltajes Normalizados en Baja y Media Tensión.** (Fuente ENEL 2016).

### 2.5 Tipos de Diagnósticos

Las tendencias del diagnóstico y las técnicas a emplear para su resultado exitoso han devenido en mayor complejidad. Sin embargo el concepto de diagnóstico técnico no revolucionó hasta finales del siglo XIX y comienzos del XX, y no fue sino por aspectos económicos, por la necesidad de perfeccionar los pronósticos de funcionamiento, la predeterminación del “Tiempo medio de vida”, la predicción de averías. A continuación se describe brevemente los tipos de Diagnósticos:

#### ➤ Diagnóstico Provisional:

Este tiene como característica que siempre es el primero que se establece, a partir de él instituye la conducta, procedimientos y pasos a seguir para llegar al diagnóstico final. Las cuatro partes en que se divide el diagnóstico provisional, que se describen a continuación, nunca se manifiestan por separadas, con una frontera definida entre cada una de ella, siempre aparecen vinculadas e interactuando armoniosamente entre sí.

#### ➤ Diagnóstico por Intuición:

El diagnóstico de este tipo es muy difícil de establecer y requiere de una experiencia extraordinaria para su aplicación, ya que el mismo se instituye a partir de un “simple reconocimiento” de las manifestaciones típicas de un daño a mal. Esta es la forma más antigua y difundida del diagnóstico, manifestándose por lo general de forma espontánea.



➤ **Diagnóstico por Comparación:**

Este tipo de diagnóstico consiste en la comparación del “Cuadro Sintomático” que se presenta, con esquemas típicos de males ya conocidos. Es el método de diagnóstico con mayores posibilidades de generalización debido a que el mismo es, por una parte, fácil de divulgar por su sencillez de aplicación, por otra es la piedra angular de la automatización del diagnóstico, ya que los “cuadros sintomáticos” conocidos y su reflejo sobre las cantidades eléctricas, parámetros de funcionamiento medibles y controlables pueden ser almacenados para detectar y diferenciar.

➤ **Diagnóstico por Raciocinio:**

Este diagnóstico encierra el método a seguir en el estudio de un proceso desconocido, es decir no descrito hasta el momento de su enfrentamiento. En él intervienen todos los conocimientos, habilidades (por supuesto incluyendo la subjetividad) del investigador. Este es la base del diagnóstico actual y que en él se concentran todos los aspectos gnoseológicos del diagnóstico.

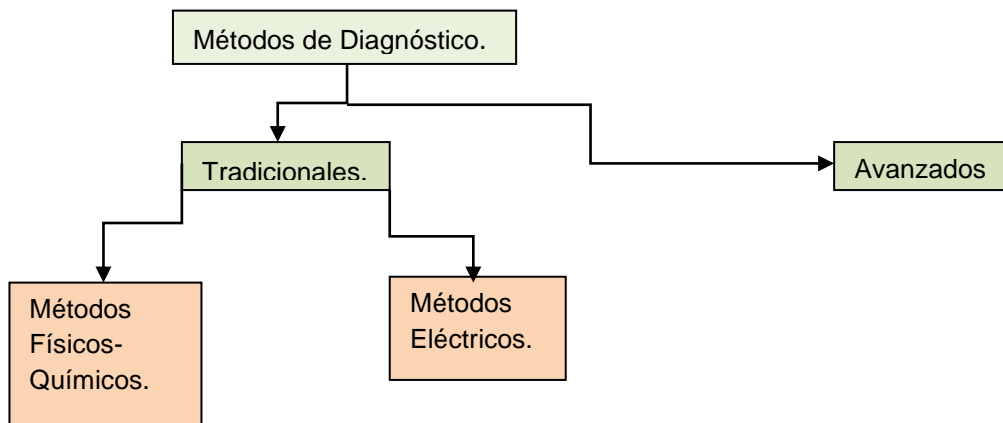
➤ **Diagnóstico por Hipótesis:**

Es el que se establece cuando aún no se ha llegado a ningún diagnóstico por algunas de las vías antes mencionadas. En este caso se establece una hipótesis, que debe ser confirmada posteriormente, atendiendo a las “respuestas” (comportamiento) del objeto bajo estudio ante las diferentes medidas sintomáticas de control que se adopten. Este es, en última instancia, el resultado del Diagnóstico Provisional moderno, y en él los aspectos metodológicos son cardinales.

➤ **Diagnóstico Final o Definitivo**

Para llegar a este diagnóstico se debe, ante todo, haber transitado previamente por el diagnóstico provisional, hay que tener al menos una creencia justificada que nos haya permitido establecer un posible diagnóstico, ya que el criterio final y absoluto del diagnóstico es el que se establece tras una detallada inspección visual en el objeto estudiado “Abierto”. Hasta este momento tanto en la medicina como en el diagnóstico técnico, se debe haber agotado todas las fases del diagnóstico provisional.

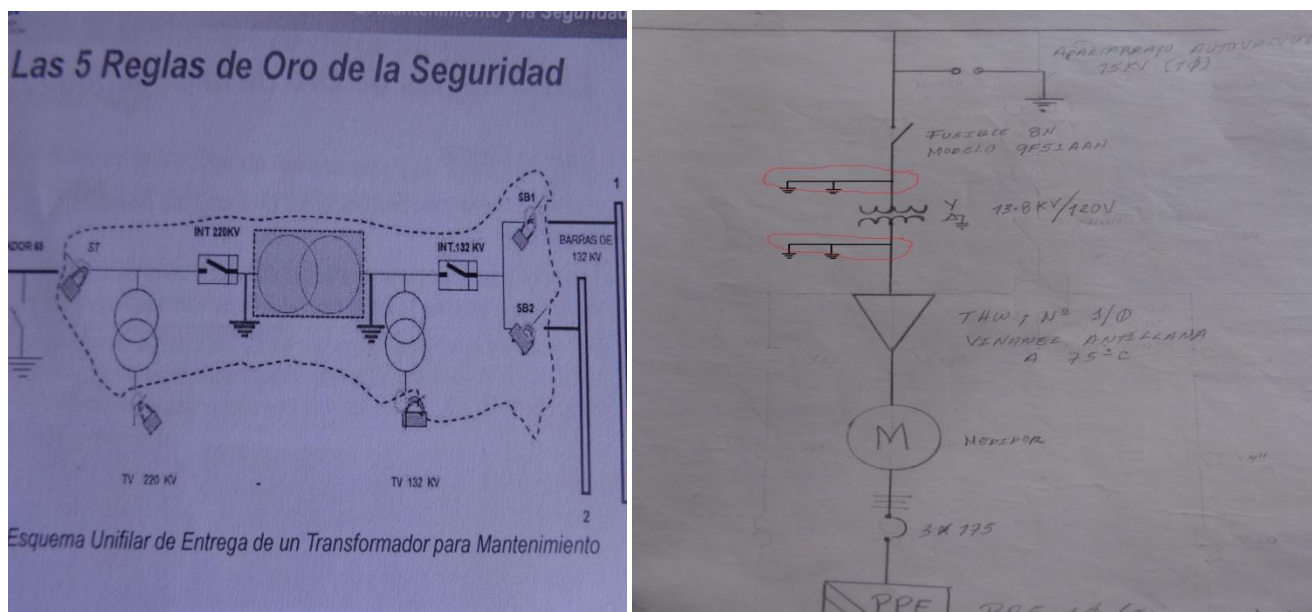
**Figura#14. Diagrama de Pruebas de Diagnóstico para Transformadores de Distribución.**



## 2.6 Reglas de Seguridad en el Sitio de Trabajo



**Figura #15. Equipos de Protección Personal. (Fuente Propia).**

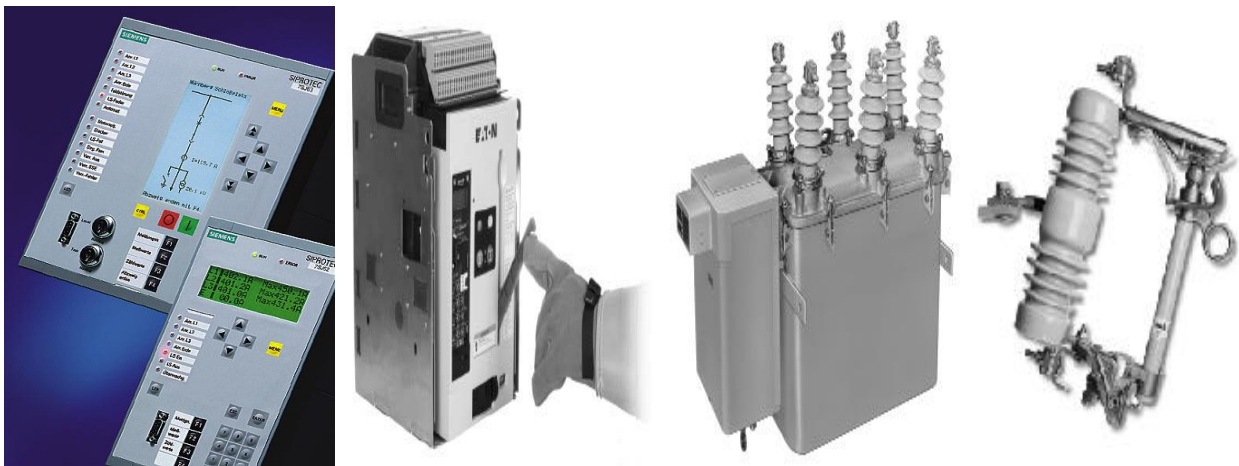


**Figura #16. Diagrama Unifilar de Entrega de un Transformador para Prueba de Diagnóstico en el Sitio.**  
(Curso de Transformadores de Distribución Cecacier, 2014 y Fuente Propia).

Cuando se realizan las actividades del diagnóstico de fallas de transformadores de distribución, se debe aislar la zona de trabajo de las posibles fuentes de alimentación externas y eliminar cualquier posibilidad de que la instalación pueda ser energizada de alguna forma.

### ➤ **Corte Visible**

Apertura en corte visible o en cortes efectivo de todas las posibles fuentes de tensión, mediante seccionadores, interruptores extraíbles u otros medios seccionadores.



**Figura #17. Aparatos de Maniobra.** (Catálogo ABB, 2013).

### ➤ **Bloqueo de Aparatos de Maniobra.**

Enclavamiento o bloqueo de los aparatos que han realizado el corte visible o efectivo, y señalización en el mando de los mismos. Busca asegurar que no puedan producirse cierres intempestivos en los seccionadores, interruptores extraíbles etc. Por falla técnica, error humano u otras causas imprevistas.

### ➤ **Verificación de Ausencia de Tensión**

Permite comprobar que no haya tensión en aquella parte de la instalación eléctrica sobre la que se van a realizar trabajos. La verificación se efectúa en el lugar donde se realizara las actividades para el diagnóstico y en todos los puntos donde se ha abierto las posibles fuentes de tensión. La comprobación debe efectuarse bajo el supuesto que hay tensión.

### ➤ **Puesta a Tierra y en Cortocircuito**

Tiene por objeto asegurar el efectivo drenaje a tierra de cualquier posible alimentación externa sobre el lugar donde se van a realizar las actividades del diagnóstico.

### ➤ Delimitación y Señalización

Consiste en señalar y delimitar la zona de trabajo o peligro (Bajo tensión) según los casos con elementos que correspondan. La señalización se efectúa mediante placas, carteles, adhesivos etc, de color y forma normalizada, con frases o símbolos con el mensaje a cumplir, para prevenir el riesgo de accidente.

## 2.7 Inspección Visual Externa del Transformador de Distribución

Es recomendable una inspección visual de las partes externas del transformador y de las instalaciones anexas, para una adecuada interpretación de los pronósticos de funcionamiento del equipo. A continuación se hace un resumen de las actividades que se incluyen en la inspección visual.



**Figura #18. Transformador Trifásico de Distribución.** (Seminario Omicron, 2011 y Fuente propia).

- Realizar el levantamiento físico de anomalías de la instalación.
- Solicitar reportes o datos de pruebas anteriores (Sí los hay).
- Realizar el levantamiento de datos de placa del Transformador de Distribución.
- Revisar aisladores de alta y baja tensión.
- Revisar aprietes de puntos de conexión de los cables.
- Revisar la pintura.
- Revisar la hermeticidad.
- Revisar los Empaques.
- Revisar las válvulas.

### **Capítulo III. Pruebas de Diagnóstico de Fallo en Transformadores de Distribución.**

### 3.1 Pruebas de Diagnóstico de Fallo en Transformadores de Distribución.



**Figura #19. Equipos de Pruebas para el Diagnóstico de Transformadores.** (Seminario Meisa, 2007).

Los ensayos de Diagnóstico realizadas al aceite Dieléctrico forma parte del correcto seguimiento y control. Estas deben realizarse para detectar la aparición de una falla incipiente y así tomar las medidas correctivas, antes de ocurra un falla y deje fuera de servicio el transformador de distribución. A continuación se detallan cada una de las pruebas básicas de diagnóstico, que deben realizarse al aislamiento líquido junto con su parámetro de aceptación, de acuerdo a las normas internacionales que utilizan actualmente en el país.

### 3.2 Ensayos Físico-Químico

Los líquidos aislantes que contienen PCB'S son fluidos minerales, sintéticos y clorados, empleados en transformadores durante muchos años por tener la característica aislante y refrigerante, pero actualmente prohibidos algunos de ellos (Askarel) por el peligro que representa para la salud humana y para el medio ambiente.

#### 3.2.1 Prueba de Bifenilos Policlorados (PCB'S).

Existen pruebas muy sencillas para determinar la presencia de PCB'S en aceites, estas pruebas requieren pocos materiales y se requiere de personas capacitadas para realizar las mismas. No son pruebas que permiten cuantificar la concentración de PCB'S, pero sí muestran la presencia de estos:

- **Prueba de Densidad.**
- **Prueba de Detección de Cloro.**
- **Prueba de CLOR-N-OIL 50:**

Esta última contiene un kit para detectar la presencia de PCB'S en los aceites de transformadores. Se basa en el método 9079 US EPA SW-846, y los PCB'S se determinan por contenido de cloro. Si da como resultado una coloración púrpura, indica ausencia de



cloro y se tiene la certeza de que no hay PCB'S. El tiempo requerido para realizar el ensayo es menor de a 5 minutos. Los niveles de concentración son de 20, 50, 100 y 500 ppm.

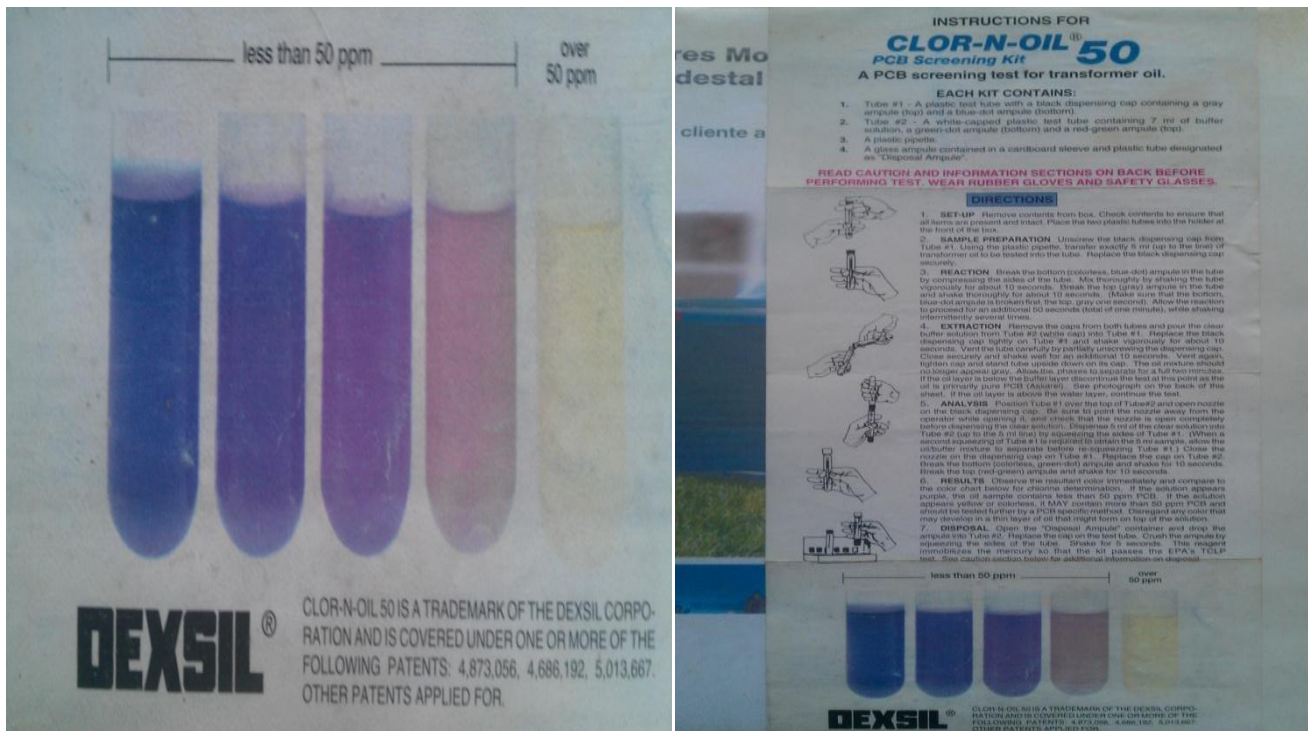


Figura #20. Kit de Prueba de CLOR-N-OIL 50. (Manual de Instrucciones, Dexsil).

### 1. Instalación:

Remueva el contenido de la caja, revise el contenido de la caja para asegurarse que todos los artículos estén allí (Que no falte ninguno). Coloque los dos tubos plásticos en los sostenedores en el frente de la caja.

### 2. Preparación de la muestra:

Abrir la tapa negra del gotero del tubo N° 1, use la pipeta plástica y transfiera exactamente 5ml (Hasta la línea) del aceite del transformador que será probado en el tubo. Ponga de nuevo la tapa negra del dispensador de una manera segura.

### 3. Reacción:

Rompa el fondo de la ampolla #1(punto azul) en el tubo comprimiendo ambos lados del tubo. Mezcle la solución agitando el tubo fuertemente por 10 segundos, luego rompa la parte superior de la ampolla (Gris). Permita que proceda la reacción, agitándola por 50 segundos más (No más de 1 minuto).

#### 4. Extracción:

Remueva las tapas de ambos tubos y ponga la solución del tubo #2 (La solución clara) al tubo #1. Cierre la tapa (Bien apretada) en el tubo #1 y agítela con fuerza por 10 segundos más. Ventile el tubo con cuidado, quitando la tapa parcialmente y cierre la tapa de manera segura y agítela por 10 segundos más. Ponga el tubo boca abajo con su tapa y deje en reposo por 2 minutos. Si la capa de aceite está debajo de la otra sustancia, descontinúe la prueba en esta etapa, si ocurre que la otra sustancia está debajo y el aceite arriba, entonces continúe la prueba.

#### 5. Análisis:

Abrir las tapas de los tubos #1 y #2, introducir 5 ml de la sustancia del tubo #1 al tubo #2, luego rompa el fondo de la ampolla del tubo #2 (sin color) y agite por 10 segundos, posteriormente rompa la parte superior de la ampolla del tubo #2 (verde) y agítela 10 segundos.

#### 6. Resultados:

Observe el color resultante de inmediato y compare con la tabla de color es para determinar el grado de cloro, si la solución resultante es de color púrpura la muestra tiene menos de 50 ppm de PCB'S, si la solución es de color amarilla o sin color puede contener más de 50 ppm de PCB'S.

##### ➤ Prueba con el Analizador L2000-DX.

Este procedimiento se basa en los mismos principios químicos que los kits **CLOR-N-OIL 50**, pero en lugar de utilizar una reacción colorimétrica, utiliza un electrodo de ión específico para determinar el contenido de cloro. El equipo viene montado en pequeño maletín portátil, equipado con todos los implementos para realizar el ensayo, los resultados pueden ser impresos y conservados en la memoria del equipo. El tiempo de requerido para efectuar el ensayo es de 20 minutos aproximadamente.



Figura #21. Equipo de Prueba Analizador L2000-DX. (Manual L2000-DX).



A continuación se detallan los resultados de la Prueba de PCB'S. Usando Kit de Prueba de **CLOR-N-OIL 50**. Para Aceite Dieléctrico de Transformadores de Distribución.

### Pruebas en el Aceite Dieléctrico.

#### Presencia de PCB.

Método: EPA SW - 846 9079 US. Tipo: Clor - N - Oil 50  
Resultado:

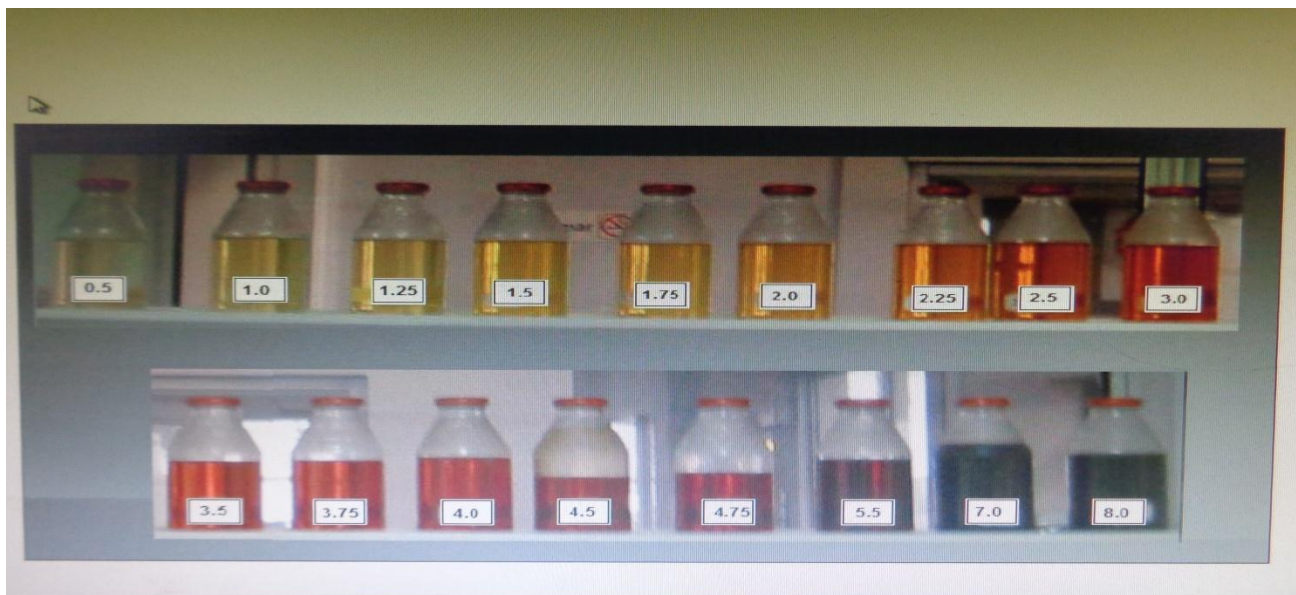
Positivo: \_\_\_\_\_ Negativo:   X  

**Positivo:** Concentraciones superiores a 50 ppm.

**Negativo:** Concentraciones menores a 50 ppm.

### 3.2.2 Color.

Existe un método para realizar la prueba de color al aceite dieléctrico basado en la norma ASTM D1500. Este método compara el color de la muestra de aceite con una escala de colores de 0.5 al 8.0 (Figura # 22). El color del aceite dieléctrico es muy bajo casi transparente por lo que su valor es menor 0.5. A medida que el aceite se envejece, este se oscurece llegando a valores cercano 8.0. La prueba de color es un parámetro para medir el deterioro del aceite. Sin embargo, no es del todo confiable. Un aceite malo que contiene humedad puede tener un color claro.



**Figura #22. Escala de Colores de la Degradación de los Aceites Dieléctricos.** (Monografía Análisis Técnico y Económico de la Recuperación de los Aceites Dieléctricos, Ecuador-2005).

PRUEBA	NORMA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
--------	-------	-----------	--------	-------------

COLOR	ASTM D1500	$\leq 3.5$	-	$> 3.5$
-------	------------	------------	---	---------

**Tabla#3. Valores del Color del Aceite Dieléctrico.** (Norma ASTM D1500).

- ACEPTABLE:** El aceite dieléctrico presenta condiciones satisfactorias, que no causan ningún efecto de deterioro sobre los materiales de celulosa y no requieren de ninguna corrección.
- DUDOSO:** El aceite dieléctrico manifiesta señales de incipiente deterioro ó alguna contaminación, lo que podrá requerir de observación en sus tendencias ó corrección de acuerdo a un diagnóstico global, y evitar el deterioro de la celulosa.
- INACEPTABLE:** El aceite dieléctrico muestra signo de evidente deterioro y/ó contaminación, lo que hace necesaria la observación estrecha de su tendencia ó corrección inmediata de acuerdo a un diagnóstico global, su condición puede ser causa del deterioro de la celulosa.

### 3.2.3 Aspecto visual.

La muestra de aceite dieléctrico debe revisarse visualmente para detectar turbidez, partículas en suspensión, sedimentos o lodo, carbón, o agua libre en el aceite dieléctrico. La norma ASTM D1524 indica que un aceite aceptable debe ser claro brillante y libre de cualquier tipo de contaminación, de lo contrario, debe investigarse la causa.

Generalmente la turbidez indica la presencia de gotas de agua, carbono, lodo en el fluido, siendo el carbón señal de presencia de arcos en el transformador.



**Figura #23. Aspecto Visual del Aceite Dieléctrico.** (Seminario Omicron, 2011).

PRUEBA	NORMA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
ASPECTO VISUAL	ASTM D1524	CLARO	OBSCURO	TURBIO

**Tabla #4. Aspecto Visual del Aceite Dieléctrico.** (Norma ASTM D1524).

### 3.2.4 Número de Neutralización (Acidez).

Cuando el aceite se envejece, algunos de los productos de oxidación que se forman son ácidos, lo que significa que pueden reaccionar y neutralizarse con materiales alcalinos. Los métodos estándares para calcular el número de neutralización o acidez utilizan el hidróxido de potasio (KOH), que reacciona con los componentes ácidos que se encuentran en el aceite. La cantidad de KOH necesarios para esta reacción está dada por un cambio de color del indicador incluido en el aceite o por un cambio eléctrico medido por electrodos.

El número de acidez es expresado en miligramos de KOH por gramo de muestra de aceite. La clasificación de los resultados se muestran en la tabla N°5. Los rangos cuestionables e inaceptables indican que el aceite se ha oxidado y por la tanto es recomendable una limpieza en el equipo con aceite caliente. El método utilizado en la norma ASTM D 974 utiliza un proceso de titración automatizada, en el cual se agrega hidróxido de potasio hasta que ocurra un inesperado cambio de color, con lo cual se conoce la concentración de ácidos en el aceite dieléctrico.

PRUEBA	NORMA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
N° DE NEUTRALIZACIÓN Ó ACIDEZ (mg KOH/g muestra)	ASTM D974	$\leq 0.05$	$> 0.05 \text{ A } \leq 0.10$	$> 0.10$

**Tabla #5. Valores de N° de Neutralización ó Acidez del Aceite Dieléctrico.** (Norma ASTM D974).

### 3.2.5 Rigidez Dieléctrica del Aceite.

El propósito de realizar la prueba de rigidez dieléctrica es evaluar la capacidad del aceite para soportar un esfuerzo eléctrico, la cual se reduce si el aceite contiene agua, partículas conductivas y cualquier tipo de contaminación. Existen dos métodos para realizar la prueba de rigidez dieléctrica al fluido, el primero basado en la norma ASTM D877 y el segundo descrito en la norma ASTM D1816.

Ambos métodos miden la rigidez dieléctrica, utilizando una celda de prueba en donde se deposita la muestra de aceite y que contiene dos electrodos espaciados, los cuales son expuestos a un voltaje cada vez mayor hasta que se produzca una descarga a través del aceite de un electrodo a otro. Para el primer método de la norma ASTM D877 la distancia entre electrodo en forma de disco es de 0.1 pulgadas y el voltaje sobre éstos se incrementa en 3000V cada segundo.

El segundo método de la norma ASTM D1816 utiliza electrodo esférico con una distancia de separación de 0.04 ó 0.08 pulgadas y con una tasa de incremento de voltaje de 500V por segundo. El método de la norma ASTM D1816 es actualmente el más recomendado por ser más sensible a la humedad, compuestos polares y productos de oxidación del aceite. Asimismo la celda de prueba de este método incluye un agitador que permite que el aceite contaminado fluya a través los electrodos y sea considerado en el valor de la rigidez dieléctrica.



**Figura #24. Equipo para medir la Rigidez Dieléctrica del Aceite.** (Manual Equipo, Megger).

**Tabla #6. Criterio de Norma ASTM D877.** (Norma ASTM D877).

RIGIDEZ DIELECTRICA (SEPARACIÓN DE 2.5 mm).			
VOLTAJE PRIMARIO	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
KV	$\geq 30KV$	$< 30KV$ $\geq 25KV$	$< 25KV$

**Tabla #7. Criterio de Norma ASTM D1816.** (Norma ASTM D1816).

RIGIDEZ DIELECTRICA (SEPARACIÓN DE 1mm).			
VOLTAJE PRIMARIO	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
$\leq 69KV$	$\geq 23KV$	$< 23KV$ $\geq 18KV$	$< 18KV$
$> 69 KV$ $< 230KV$	$\geq 28KV$	$< 28KV$	$< 23 KV$
$\geq 230$	$\geq 30KV$	$< 30KV$ $\geq 25KV$	$< 26KV$

RIGIDEZ DIELECTRICA (SEPARACIÓN DE 2mm).			
VOLTAJE PRIMARIO	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
$\leq 69KV$	$\geq 40KV$	$< 40KV$ $\geq 35KV$	$< 35KV$
$> 69 KV$ $< 230KV$	$\geq 47KV$	$< 47KV$ $\geq 42KV$	$< 42KV$
$\geq 230$	$\geq 50KV$	$< 50KV$ $\geq 45KV$	$< 45KV$

A continuación se presentan los datos obtenidos al realizar la prueba de Rigidez Dieléctrica al fluido de 02 Transformadores de Distribución.

**Tabla #8. Resultados de Pruebas de Rigidez Dieléctrica.** (Fuente Propia. Norma ASTM D877).

No. de pruebas	Tensión de Ruptura	No. de pruebas	Tensión de Ruptura
1	30.00	1	76.60
2	22.10	2	75.00
3	19.70	3	82.20
4	15.00	4	83.80
5	18.80	5	79.80
6	19.00	6	90.20
<b>Promedio</b>	<b>20.77</b>	<b>Promedio</b>	<b>81.30</b>
S	5.07	S	5.48
S/X	<b>0.24</b>	S/X	<b>0.07</b>

Cuando se obtienen los datos de la prueba, se procede estadísticamente a calcular el Promedio de los valores medidos.

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$$

Vamos a considerar que la X con barra arriba es igual a Promedio.

**Prom**=(Prueb N°1+Prueb N°2+Prueb N°3+Prueb N°4+Prueb N°5+Prueb N° 6) / (N°Pruebs).

**Prom**=(30+22.10+19.70+15+18.80+19)/6.

**Prom**=(124.6)/6. De donde **Prom = 20.77**.

Luego se procede a calcular la Desviación estándar (S).

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}$$

**S**<sup>2</sup>=(30-20.77)<sup>2</sup>+(22.10-20.77)<sup>2</sup>+(19.70-20.77)<sup>2</sup>+(15-20.77)<sup>2</sup>+(18.80-20.77)<sup>2</sup>+(19-20.77)<sup>2</sup>/(6-1)

**S**<sup>2</sup> = (9.23)<sup>2</sup> + (1.33)<sup>2</sup> + (-1.07)<sup>2</sup> + (-5.77)<sup>2</sup> + (-1.97)<sup>2</sup> + (-1.77)<sup>2</sup> / (5)

**S**<sup>2</sup> = (85.1929) + (1.7689) + (1.1449) + (33.2929) + (3.8809) + (3.1329)

**S**<sup>2</sup> = (128.4134) / (5), **S**<sup>2</sup> = 25.68268, **S** = √ (25.68268), **S = 5.07**.

El valor mínimo permitido para la tensión de ruptura es **≥ 30 KV**. El valor máximo permitido para **S/X**, para aceite nuevo **≤ 0.10** y para aceite usado **≥ 0.15 a ≤ 0.20**.

### 3.2.6 Factor de Potencia a 25° C y 100°C.

La prueba del factor de potencia es un excelente indicador del estado del aceite dieléctrico. Cuando el aceite es expuesto a un campo alterno, se dan pérdidas dieléctricas que causan dos efectos. La corriente resultante se desvía fuera de fase con el campo alterno y la energía de las pérdidas se disipa como calor. La prueba del factor de potencia del aceite dieléctrico es una medida directa de estas pérdidas.

El aceite dieléctrico nuevo, limpio y seco tiene un valor de factor de potencia bajo. Este valor de factor de potencia se incrementa debido a la presencia de humedad u otro contaminantes en el aceite y también como producto del envejecimiento y oxidación del aceite. La prueba del factor de potencia se realiza generalmente a dos temperaturas; 25°C y 100°C. Sin embargo, la prueba realizada a 100°C es más sensible a los pequeños cambios en las características del aceite.

El factor de potencia del aceite puede reducirse a través de la recuperación del aceite, secado y limpieza del equipo con aceite caliente. Según la norma ASTM D924, la prueba es realizada colocando la muestra de aceite en una celda de prueba la cual tiene dos cortezas, una interna y otra externa con una separación en el medio en donde se deposita el aceite. Cuando las dos celdas se energizan con corriente alterna, el aceite es expuesto a un campo alterno, produciéndose así las pérdidas que son medidas por el instrumento de prueba.



**Figuras #25. Equipo para medir el Factor de Potencia en el Aceite Dieléctrico.** (Manual Delta-2000, Megger).

PRUEBA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
FACTOR DE POTENCIA A 25°C	< 0.1%	$\geq 0.1\%$ $\leq 0.3\%$	> 0.3%

**Tabla #9. Valores del Factor de Potencia a 25°C.** (Norma ASTM D924).

PRUEBA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
FACTOR DE POTENCIA A 100°C	< 3%	$\geq 3\%$ $\leq 4\%$	> 4%

**Tabla #10. Valores del Factor de Potencia a 100°C.** (Norma ASTM D924).

PRUEBA	ACEPTABLE	DUDOSO	INACEPTABLE
FACTOR DE POTENCIA A 20°C	$\leq 0.5\%$	> 0.5% $\leq 1\%$	> 1%

**Tabla #11. Valores del Factor de Potencia a 20°C.** (Norma IEC 60247).

**Tabla #12. Factor de Corrección del Factor de Potencia a 20°C.** (Norma IEC 60247).

Temp. °C.	Llenado con ASKAREL	Tipo con Tanque Conservador y Respiración Libre	Tipo Sellado con Empaquetadura ó Soldado	Intrumentos
0		1.56	1.57	1.67
1		1.54	1.54	1.64
2		1.52	1.5	1.61
4		1.48	1.44	1.55
6		1.45	1.37	1.49
8		1.43	1.31	1.43
10		1.38	1.25	1.36
12		1.31	1.19	1.3
14		1.24	1.14	1.23
16		1.16	1.09	1.16
18		1.08	1.05	1.08
20	1.00	1.00	1.00	1.00
21	0.95	0.96	0.98	0.97
22	0.9	0.91	0.96	0.93
23	0.85	0.87	0.94	0.9
24	0.81	0.83	0.92	0.86
25	0.76	0.79	0.9	0.83
26	0.72	0.76	0.88	0.8
27	0.68	0.73	0.86	0.77
28	0.64	0.7	0.84	0.74
29	0.6	0.67	0.82	0.71
30	0.56	0.63	0.8	0.69
31	0.53	0.6	0.78	0.67
32	0.51	0.58	0.76	0.65
33	0.48	0.56	0.75	0.62
34	0.46	0.53	0.73	0.6
35	0.44	0.51	0.71	0.58
36	0.42	0.49	0.7	0.56
37	0.4	0.47	0.69	0.54
38	0.39	0.45	0.67	0.52
39	0.37	0.44	0.66	0.5
40	0.35	0.42	0.65	0.48
42	0.33	0.38	0.62	0.45
44	0.3	0.36	0.59	0.42

A continuación se detalla un ejemplo práctico de la norma utilizada en el país, para medir el Factor de Potencia del aceite dieléctrico de un Transformador de Distribución con Tanque Conservador.

**Factor de Potencia:**

**Equipo:** Megger      **Modelo:** Delta 2000.      **Serie:** 5821364.

**Criterio:** Norma IEC 60247.      **Transformador:** 500KVA. 3φ.      **TEMP ACEITE:** 28°C.

Items	Prueba del Aislamiento	Modo	Conexión de Pruebas				Test KV	Capacitancia (PF)	% Factor de Potencia	20°C % FP	Fact Corr.	Medidas		Condición del Aislamiento
			ENG	GND	GAR	UST			Medidos			m A	Watt	
1	OIL TEST.	UST					10.15	115.07	0.09	0.063	0.7	0.44	0.004	Bueno.

**Criterio Según Norma IEC 60247:** Valor permisible de % de Factor de Potencia,  $\leq 0.5\%$ .

**Resultado Obtenido:** Factor de Potencia en el Aceite del Transformador de Distribución en Buen estado.

### 3.3 Cromatografía de Gases Combustibles Disueltos (DGA).

Para la realización de la mayoría estas técnicas se dispone, desde hace más de 40 años, de un método fiable y económico que, **Sin interferir en el normal funcionamiento del transformador**, proporciona datos que informan de la existencia de **defectos incluso aun latentes**, lo que permite disponer de tiempo para programar una acción que evite la pérdida de producción. La técnica tiene la misma filosofía que la empleada en medicina. El aceite aislante del transformador, como la sangre en el cuerpo, pasa por todos los sitios. Si en algún punto se está produciendo un calentamiento anómalo (Temperaturas superiores a 140°C) o una pérdida del aislamiento, que puede dar lugar a descargas eléctricas, el aceite aislante se descompone originando productos que permanecen disueltos en el aceite.

La descomposición Química del aceite no solo se sabe a la presencia de oxígeno, agua y a los efectos de la temperatura, sino también a los fenómenos electromagnéticos; que son resultante del diseño y operación del transformador. Los campos eléctricos producidos por la corriente eléctrica y las corrientes de magnetización, generan descomposición del aceite, la cual es detectada mediante el proceso de cromatografía de gases. La experiencia ha conducido a concentrar este análisis en un grupo de gases que permiten obtener la información suficiente para diagnosticar las condiciones de operación del transformador, tales como:



## 1. Hidrocarburos e Hidrógenos:

Metano	CH <sub>4</sub>
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Hidrógeno	H <sub>2</sub>

## 2. Oxido de Carbón:

Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>

## 3. Gases no Producidos por Fallos:

Nitrógeno	N <sub>2</sub>
Oxígeno	O <sub>2</sub>

### 3.3.1 Método de la IEC- 60599-2007.

Se basa en tres relaciones entre los gases, en las cuales están involucrados el Hidrógeno, Metano, Etano y acetileno. Utiliza una tabla de interpretación del DGA (**Tabla # 13**) la cual es aplicable a todo tipo de equipamiento eléctrico aislado con aceite, con pequeñas diferencias en los límites de las relaciones de gases, dependiendo del tipo específico de equipo.

Caso	Falla Característica	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
PD	Descargas Parciales	< 0.01 ó NS	< 0.1	< 0.2
D1	Descargas de baja Energía	> 1	0.1 - 0.5	> 1
D2	Descargas de alta Energía	0.6 - 2.5	0.1 - 1	> 2
T1	Falla Térmica T < 300 °C	< 0.01	> 1	< 1
T2	Falla Térmica 300 °C < T < 700 °C	< 0.1	> 1	1 - 4
T3	Falla Térmica T > 700 °C	< 0.2	> 1	> 4

**Tabla # 13. Método de la IEC- 60599-2007.** (Manual Transport-X.V1.4).

**Nota 1:** NS - No Significativo

**Nota 2:** Para Transformadores de medición, CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> < 0.2 para DP

Para los bushings, CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> < 0.07 para DP

**Nota 3:** Un incremento del valor C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> puede indicar que la temperatura del punto caliente es superior a 1000 °C.

La formación de  $\text{CO}_2$  y  $\text{CO}$  del papel aislante impregnado en aceite aumenta rápidamente la temperatura. Un valor de la relación  $\text{CO}_2/\text{CO}$  menor de 3, se considera como una indicación de una probable falla que involucre el papel aislante con algún grado de carbonización. Cuando se sospecha una excesiva degradación del papel ( $\text{CO}_2/\text{CO} < 3$ ), es conveniente, realizar análisis de compuestos furánicos o medir el grado de polimerización de una muestra del papel, cuando sea posible.

El  $\text{O}_2$  y  $\text{N}_2$  disuelto en el aceite, puede ser resultado del contacto con el aire el conservador de los transformadores que respiran de la atmósfera, o a través de filtraciones en los equipos sellados. En servicio esta relación puede disminuir como resultado de la oxidación del aceite. Si el  $\text{O}_2$  es consumido más rápidamente que lo que puede ser reemplazado por difusión. Las relaciones  $\text{O}_2/\text{N}_2$  con valores menores de 0.3 se consideran generalmente como una probable indicación de la oxidación del aceite en transformadores que respiran a la atmósfera.

**Tabla # 14. A continuación se brindan algunos ejemplos de fallas típicas que se pueden encontrar en los Transformadores de Distribución.** (Manual Transport-X.V1.4).

TIPO	FALLA	EJEMPLOS
PD	Descargas Parciales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descargas en cavidades impregnadas de aceite como resultado de una impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación de aceite o cavitación.</li> </ul>
D1	Descargas de baja Energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chispas o arcos entre malas conexiones de potencial diferente o flotante, a partir de anillos protectores, discos adyacentes de conductores del devanado, soldaduras dañadas, lazos cerrados en el núcleo.</li> <li>• Descargas entre sujetadores, bushings y tanque, HV y tierra dentro del devanado sobre las paredes del tanque.</li> <li>• Rajaduras en los bloques de madera, uniones de las barras aislantes, espaciadores del devanado. Descomposición del aceite, selector de interruptores de corriente.</li> </ul>
D2	Descargas de alta Energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flasheo, rastreo o arcos de gran energía local.</li> <li>• Cortocircuitos entre LV y tierra, conectores, devanados, bushings y tanque, devanados y núcleo, cables de cobre y tanque, en el canal de aceite. Lazos cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, los pernos aislados del núcleo, anillos metálicos sujetadores de las partes del núcleo.</li> </ul>
T1	Falla Térmica $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia.</li> <li>• Bloqueo o restricción del flujo de aceite en los devanados.</li> <li>• Pérdidas de flujo en las barras amortiguadoras de los perros.</li> </ul>
T2	Falla Térmica $300^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contactos defectuosos entre conexiones atornilladas, contactos deslizantes, contactos dentro del selector de interrupción (formación de carbón pirolítico), conexiones entre cables y barras de empate de los bushings.</li> <li>• Corrientes circulantes entre las abrazaderas y pernos, abrazaderas y láminas, en el cableado de tierra, soldaduras o perros defectuosos en campos magnéticos defectuosos.</li> <li>• Desgaste del aislamiento entre conductores adyacentes paralelos en el devanado.</li> </ul>
T3	Falla Térmica $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grandes corrientes circulantes en el tanque y núcleo.</li> <li>• Corrientes menores en las paredes del tanque creadas por una gran descompensación en el campo magnético.</li> <li>• Uniones cortas en las láminas de acero del núcleo.</li> </ul>

### 3.3.2 Método de la ANSI / IEEE C57.104. 2007.

A diferencia de la IEC, la IEEE no se basa en un solo método de diagnóstico sino en un conjunto de ellos que se complementan unos a otros.

#### Concentraciones Límites:

Este método de interpretación resulta útil para casos en los que no se tienen análisis anteriores del aceite del transformador. Se trabaja directamente con las concentraciones de los gases presentes. Si estas exceden o son cercanas a los valores máximos de las normas, al transformador se le realizará un análisis adicional.

Tiene el inconveniente de que los valores de las concentraciones de los gases para transformadores de diferentes edades varían de acuerdo al diseño y régimen de explotación de los mismos.

Gas	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
H <sub>2</sub>	100	101 - 700	701 - 1800	> 1800
CH <sub>4</sub>	120	121 - 400	401 - 1000	> 1000
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	65	66 - 100	101 - 150	> 150
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	50	51 - 100	101 - 200	> 200
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	35	36 - 50	51 - 80	> 80
CO	350	351 - 570	571 - 1400	> 1400
CO <sub>2</sub>	2500	2501 - 4000	4001 - 10000	> 10000
<b>TGCD</b>	<b>720</b>	<b>721 - 1920</b>	<b>1921 - 4630</b>	<b>&gt; 4630</b>

**Tabla # 15. Concentraciones Máximas de Gases en Aceite de Transformador.** (Manual Transport-X.V1.4).

### **TGCD- Total de Gases Combustibles Disueltos.**

Para la evaluación del estado de un transformador, ellos diferencian cuatro condiciones:

**Condición 1.** El valor del **Total de Gases Combustibles Disueltos (TGCD)** se encuentra por debajo de los niveles indicados para el trabajo satisfactorio del transformador (Ver tabla #15). Si algún gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional.

**Condición 2.** TGCD dentro de este rango indica un nivel de gases combustibles mayor que el normal. Si algún gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional.

**Condición 3.** TGCD dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Si algún gas individual excede el nivel especificado, se requiere una investigación adicional. Presencia probable de una falla.

**Condición 4.** TGCD dentro de este rango indica una descomposición excesiva. Continuar la operación del equipo puede provocar una falla del mismo.

**Tabla # 16. Acciones basadas en el TGCD.** (Manual Transport-X.V1.4).

Condición	TGCD (ppm)	TGCD Velocidad (ppm/día)	Intervalo de Muestreo	Procedimiento de Operación
4	> 4630	> 30 10 - 30	Diario Diario	Considerar salida deservicio. Consultar fabricante.
		< 10	Semanal	Probar con extrema cautela. Análisis individual de los gases. Plan de parada. Consultar fabricante.
3	1921 - 4630	> 30	Semanal	Probar con extrema cautela.
		10 - 30	Semanal	Análisis individual de los gases.
		< 10	Mensual	Plan de parada. Consultar fabricante.
2	721 - 1920	> 30	Mensual	Probar con cautela.
		10 - 30	Mensual	Análisis individual de los gases.
		< 10	Trimestral	
1	□ 720	> 30	Mensual	Probar con cautela. Análisis individual de los gases. Determinar la dependencia de carga.
		10 - 30	Trimestral	Continuar operación normal.
		< 10	Anual	

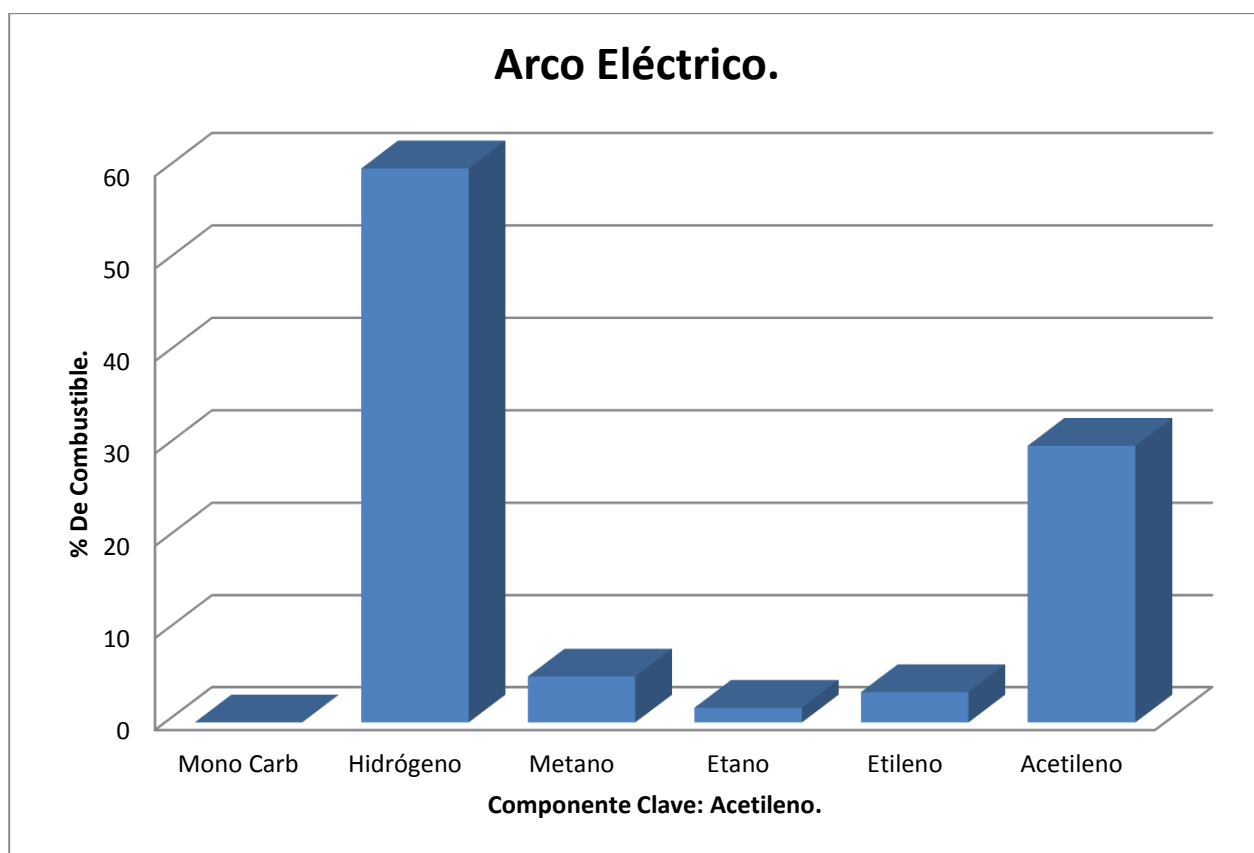
### 3.2.2.1 Método de los Gases Claves.

Este criterio de interpretación se fundamenta en la comprobación de los resultados obtenidos con esquemas desarrollados a partir de estudios de transformadores que han presentado fallas y simulaciones de laboratorio. Este método resulta muy útil en análisis preliminares. Los gases relacionados con posibles fallas incipientes son:

- **Arcos Eléctricos:** Los gases predominantes son el Acetileno y el Hidrógeno.
- **Efecto Corona:** El gas predominante es el Hidrógeno, con pequeñas cantidades de Metano y Etano.
- **Sobrecalentamiento del Aceite:** Los gases predominantes son el Etileno, Etano, Metano y pocas cantidades de Hidrógeno y Acetileno.

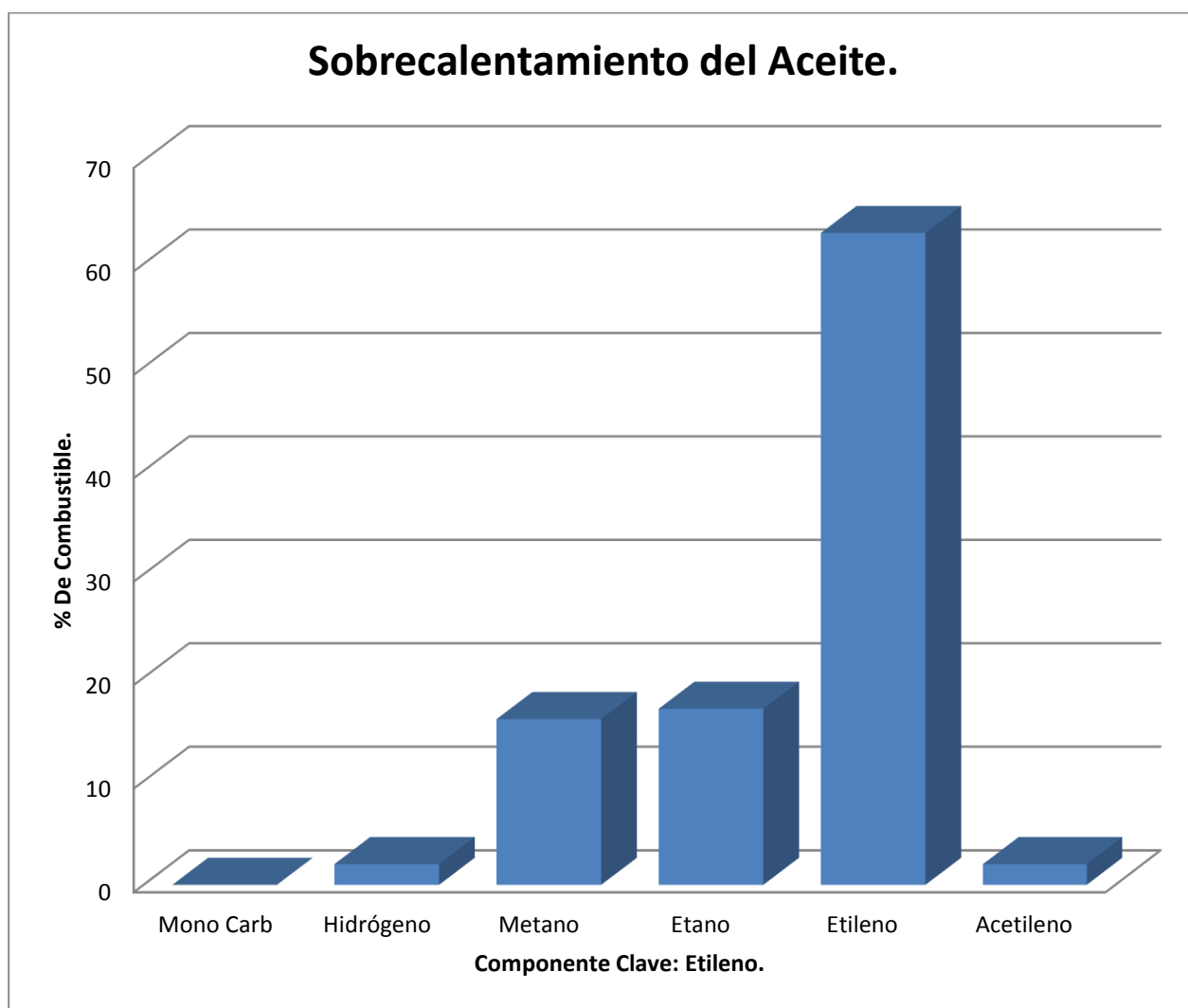
- **Sobrecalentamiento del Papel:** El gas predominante es el Monóxido de Carbono. Se compara el gráfico obtenido con los resultados del DGA, del transformador que se analiza, con los gráficos característicos de las diferentes fallas (Criterios de Diagnóstico de Gases Claves) y se obtiene el diagnóstico del equipo.

<b>Mono Carb</b>	<0.01
<b>Hidrógeno</b>	60
<b>Metano</b>	5
<b>Etano</b>	1.6
<b>Etileno</b>	3.3
<b>Acetileno</b>	30



**Tabla #17. Criterios de Diagnóstico de Gases Claves.** (Manual Transport-X.V1.4).

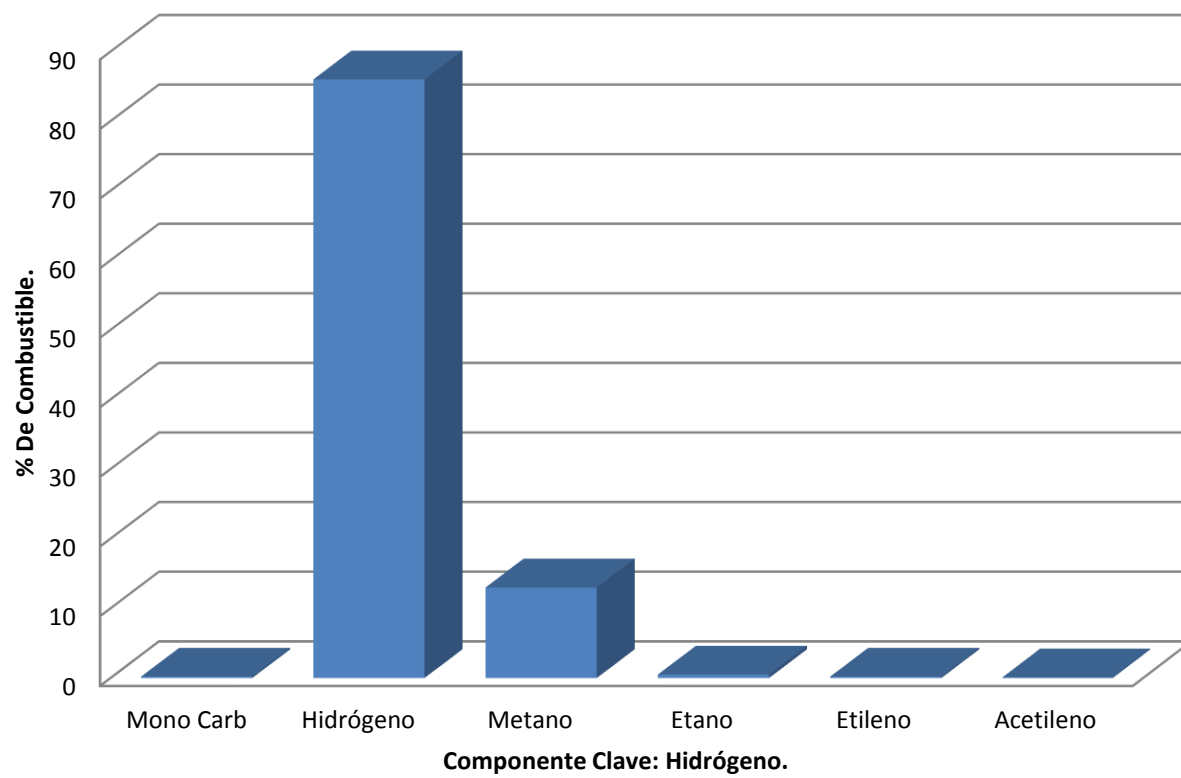
<b>Mono Carb</b>	<0.01
<b>Hidrógeno</b>	2
<b>Metano</b>	16
<b>Etano</b>	17
<b>Etileno</b>	63
<b>Acetileno</b>	2



**Tabla #18. Criterios de Diagnóstico de Gases Claves.** (Manual Transport-X.V1.4).

<b>Mono Carb</b>	0.2
<b>Hidrógeno</b>	86
<b>Metano</b>	13
<b>Etano</b>	0.5
<b>Etileno</b>	0.2
<b>Acetileno</b>	0.1

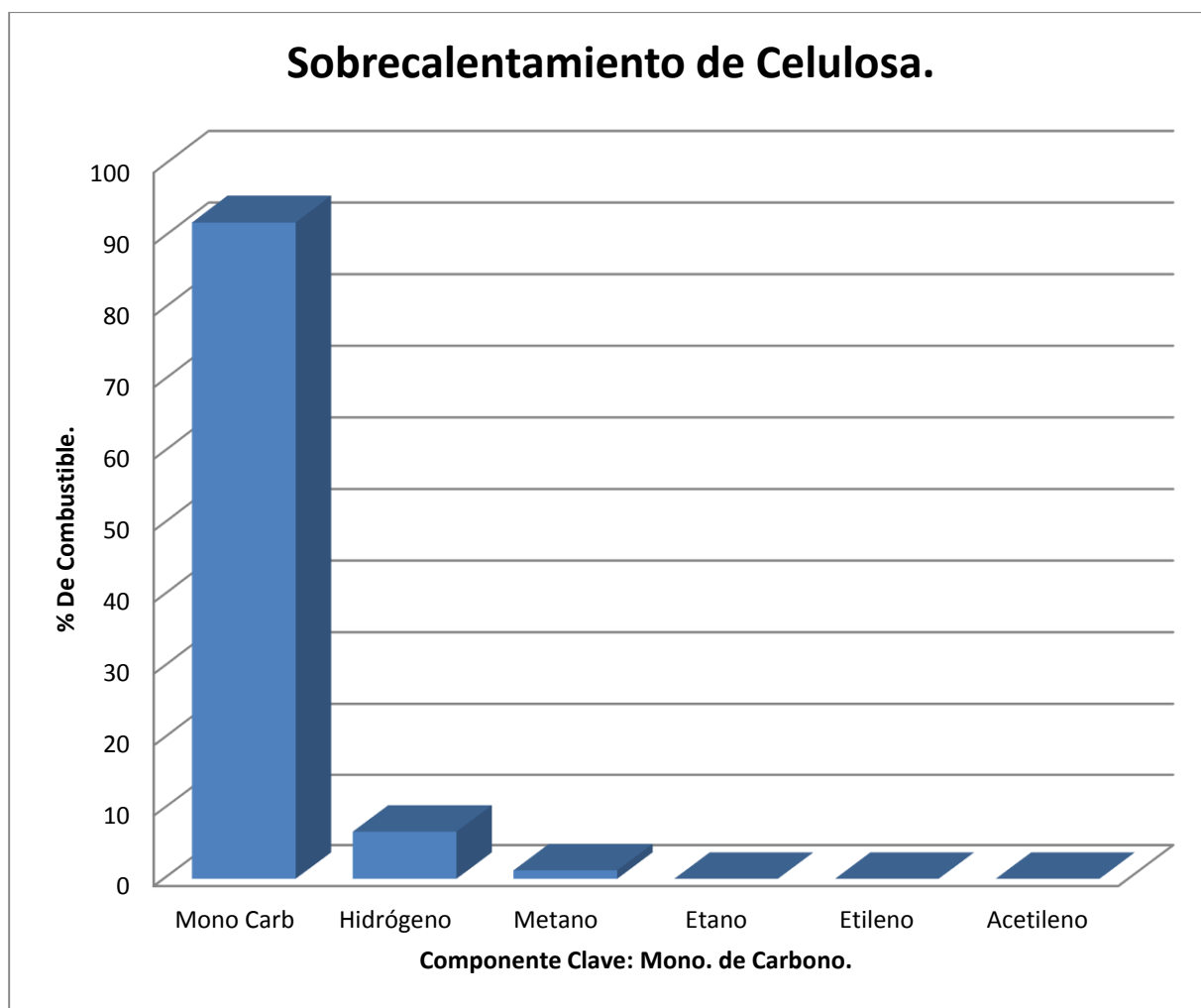
### Descarga Parcial (Corona).





**Tabla #19. Criterios de Diagnóstico de Gases Claves.** (Manual Transport-X.V1.4).

<b>Mono Carb</b>	92
<b>Hidrógeno</b>	6.7
<b>Metano</b>	1.2
<b>Etano</b>	<0.01
<b>Etileno</b>	<0.01
<b>Acetileno</b>	<0.01



**Tabla #20. Criterios de Diagnóstico de Gases Claves.** (Manual Transport-X.V1.4).

### 3.3.2.2 Método de Rogers.

Utiliza tres relaciones de concentración de los gases para el diagnóstico.

Caso	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Posible Falla
0	<0.1	>0.1 <1.0	<1.0	Equipo normal
1	<0.1	<0.1	<0.1	Descargas parciales
2	0.1-3.0	0.1-1.0	>3.0	Arcos eléctricos
3	<0.1	>0.1 <1.0	1.0-3.0	Defecto térmico de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0-3.0	Defecto térmico de <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Defecto térmico de >700 °C

Tabla # 21. Método de Rogers. (Manual Transport-X.V1.4).

### 3.3.2.3 Método del Triángulo de Duval.

Duval mencionó que un número significativo de resultados de DGA en servicio caen fuera de los códigos IEEE-IEC y pueden no ser diagnosticados. Duval propuso su triángulo para la representación de diagnósticos de falla mostrado en la Figura #16.

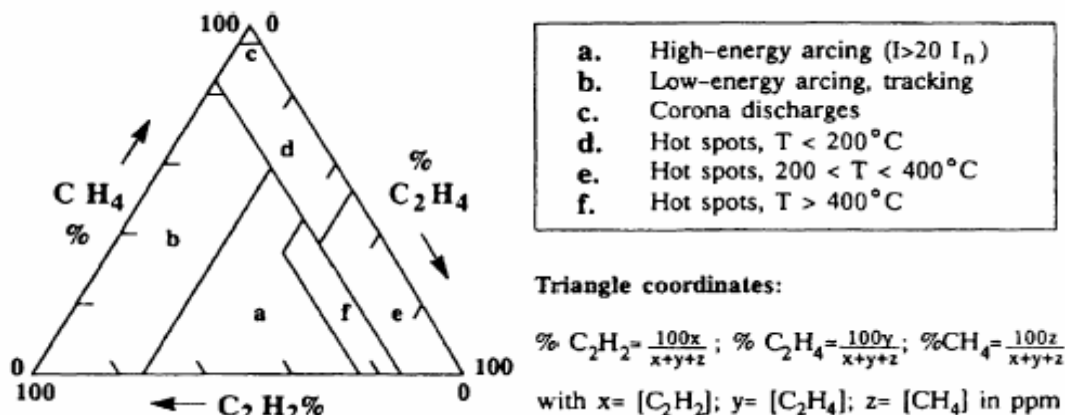


Figura #26. Triángulo de Duval para Representación de Fallas. (Manual Transport-X.V1.4).

De acuerdo con Duval las elevadas velocidades de degradación del papel son indicadas cuando la concentración de etileno aumenta considerablemente y la relación de CO/CO<sub>2</sub> decrece en un rango de 6. Para una relación de CO/ CO<sub>2</sub> menor que 2, la probabilidad de falla se incrementa significativamente, cuando la concentración del gas combustible excede alrededor de 200 ppm.

Todas estas técnicas deben interrelacionarse con sistemas de software inteligentes, para interpretación de fallas en transformadores. Una amplia literatura existe sobre AGD y métodos de interpretación, sin embargo, muchos de estos son basados en métodos de IEEE e IEC.

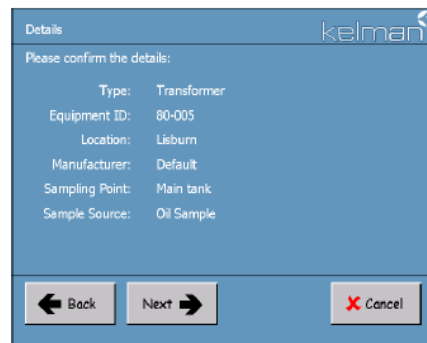
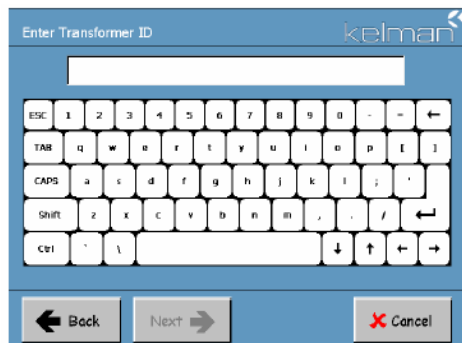
### 3.4 Equipo Analizador de Gases Disuelto Portátil (TRANSPORT X DE KELMAN).



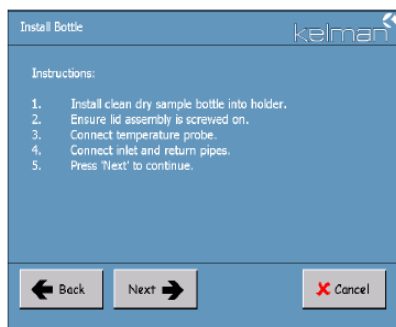
**Figura #27. Analizador de Gases Disueltos Portátil. Versión 1.4.** (Manual Transport-X.V1.4).

El Transport-X utiliza una nueva tecnología para lograr estándares de operación extremadamente altos y un equipo genuinamente portátil para proporcionar mediciones de todos los gases de falla además de la humedad. Los gases son extraídos de una muestra de aceite usando un método de equilibrio “headspace” dinámico propietario altamente estable, para posteriormente medirlos usando el método de Espectroscopia Foto-Acústica.

El Transport-X está contenido en una maleta de transporte robusta y resistente a impactos. Los accesorios para las pruebas de Análisis de Gases Disueltos son almacenados dentro de un maletín de peso ligero separado. Estos accesorios incluyen una botella de prueba con conectores y tubos de conducción y una jeringa para extraer una muestra de aceite de 50 ml del equipo bajo prueba e inyectarla a la botella de prueba. El Transport-X contiene una PC y una pantalla digital (touch-screen) integradas. El software integrado contiene las instrucciones para guiar al usuario a través de la operación del sistema y los algoritmos para asistir en el diagnóstico del equipo. La PC tiene una base de datos interna que puede almacenar hasta 16,000 registros. Es posible establecer.



**Figura #28. Menú Principal.**  
(Manual Transport-X.V1.4).



**Figura #31. Pantalla Instru.**  
(Manual Transport-X.V1.4).

**Figura #29. Teclado.**  
(Manual Transport-X.V1.4).

Results

Gas	Abbr.	Conc.(ppm)	Type:
CarbonDioxide	CO2	704	Transformer
CarbonMonoxide	CO	2	Equipment ID:
Ethylene	C2H4	8	80-118
Ethane	C2H6	22	Location:
Methane	CH4	12	lab
Acetylene	C2H2	<1	Oil Sampling Point:
TDCG		46	BOTTOM
% RS of Oil		26.3%	Date:
Comment		dummy test	10 Aug 05

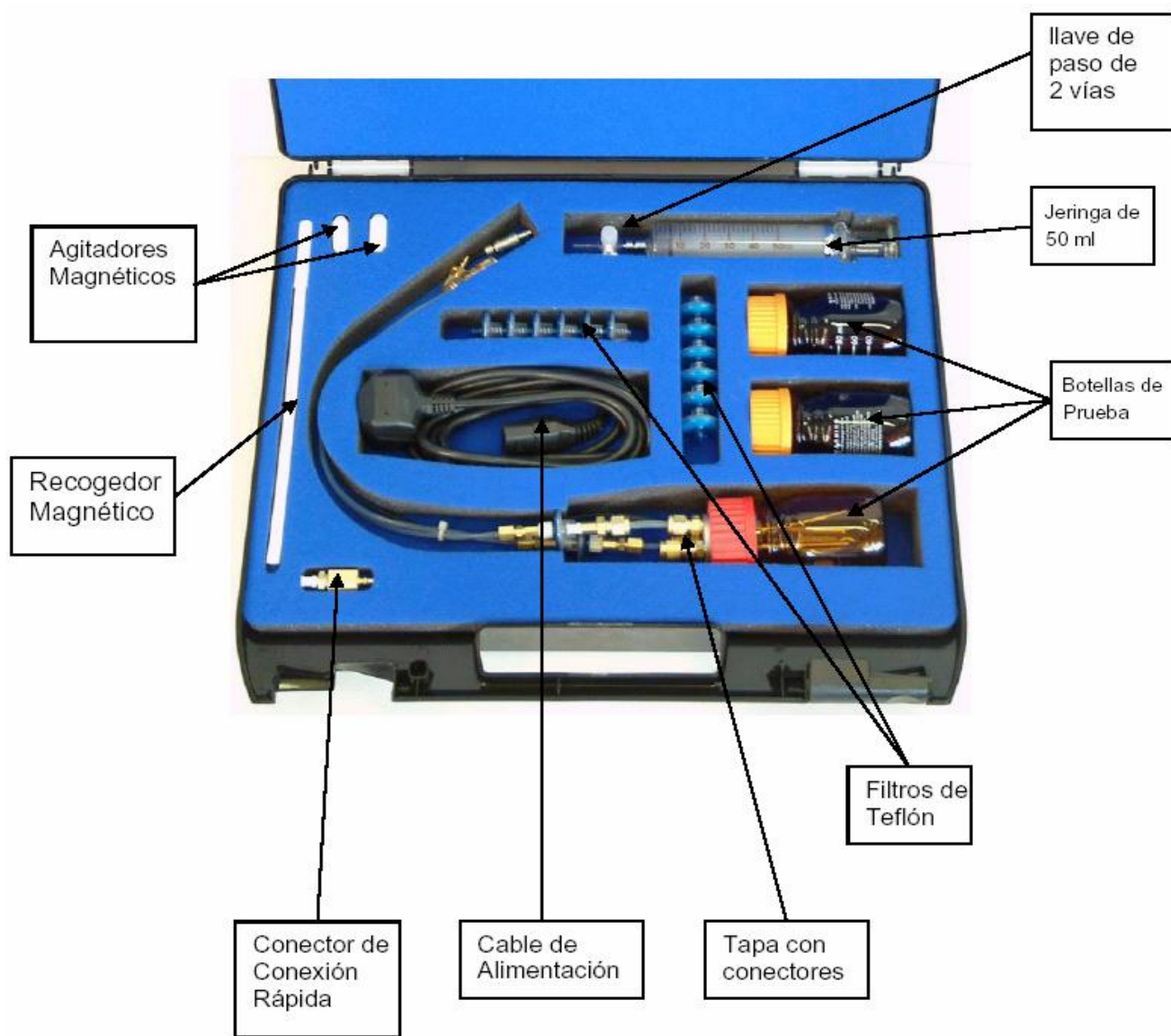
← Back   Next →   X Cancel

**Figura #32. Resultados.**  
(Manual Transport-X.V1.4).

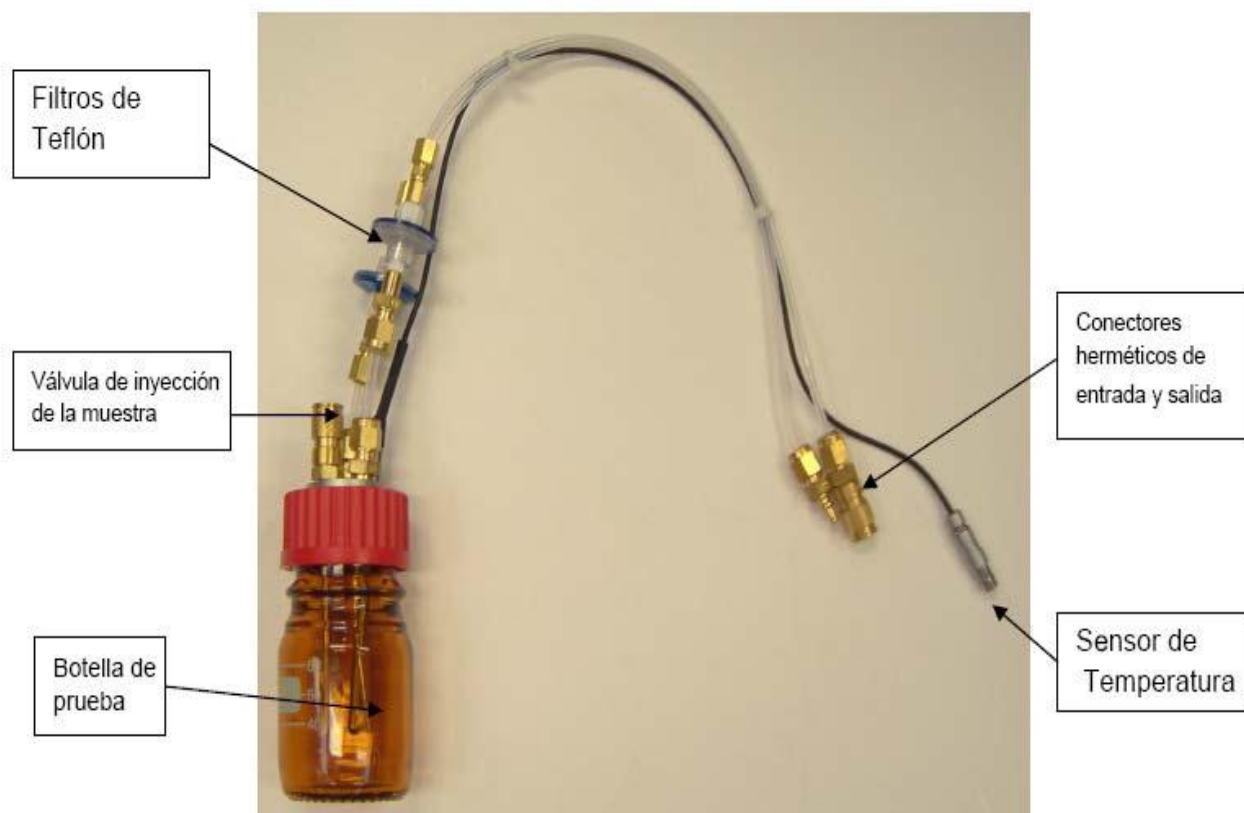
**Figura #30. Datos.**  
(Manual Transport-X.V1.4).



**Figura #33. Impresora Térmica.**  
(Manual Transport-X.V1.4).



**Figura #34. Maletín de Accesorios.** (Manual Transport-X.V1.4).



**Figura #35. Botella de Prueba y Tapa con Conectores.** (Manual Transport-X.V1.4).

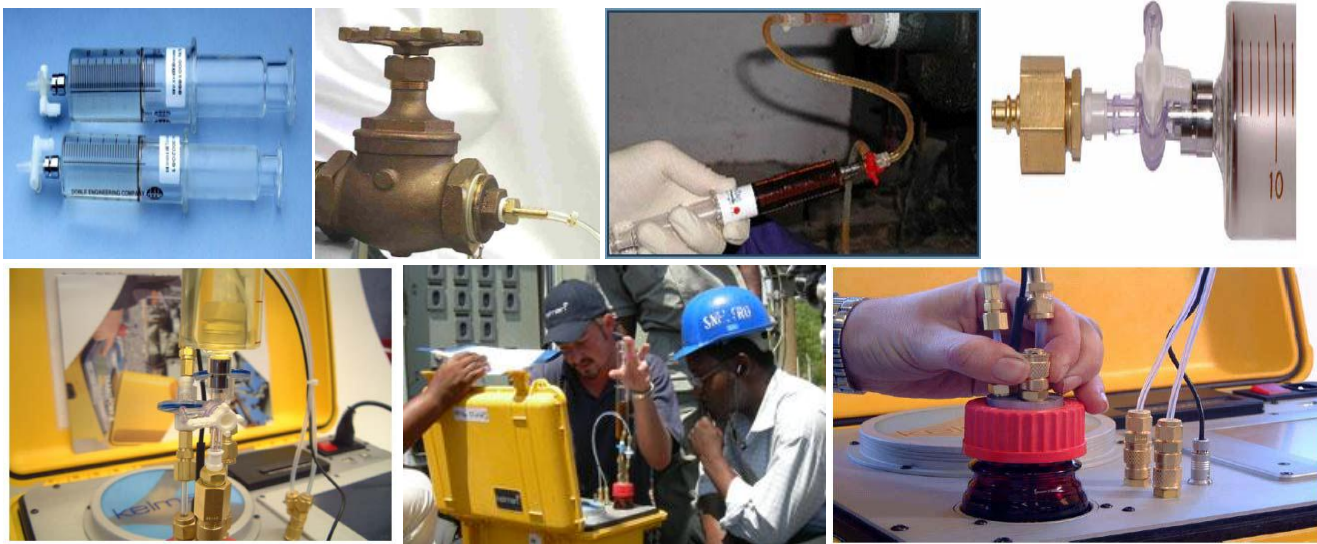


**Figura #36. Cilindro Con Mezcla de Gases Conectados al Transport- X a través de la Manguera Nafion.** (Manual Transport-X.V1.4).



Comunicación con una PC externa vía su puerto USB permitiendo extraer resultados almacenados en la base de datos. Una impresora térmica integrada permite al usuario obtener una copia impresa de los registros de prueba almacenados en el instrumento. La alimentación auxiliar requerida por el equipo es de 110 V-240 V C.A., 47-63 Hz. Se tiene disponible una opción en la forma de un cable y transformador, para permitir al instrumento funcionar con una fuente de alimentación de 12 V tal como un encendedor de cigarrillos.

Se tiene disponible el **Kit de Verificación del Sistema**, que permite al usuario verificar la operación del Transport-X. Otras opciones extra son los accesorios para la toma directa de muestras de gas y el enfriamiento forzado de las muestras de aceite. Es recomendable que la muestra sea analizada tan pronto como se haga su extracción para evitar la degradación del aceite. Sin embargo Kelman proporciona una jeringa de vidrio graduada como estándar que puede ser usada para el almacenamiento confiable de la muestra si se mantiene fuera del alcance directo de la luz del sol y temperaturas extremas.



**Figuras #37. Fotos de Accesorios del TransporX.** (Manual Transport-X.V1.4).

El Transport-X ha sido diseñado para ser un instrumento confiable fácil de usar en campo. Su computadora y su pantalla digital integradas muestran las instrucciones paso a paso además de proporcionarse una tarjeta con instrucciones en la tapa de la maleta. Una jeringa es proporcionada para la extracción e inyección de aceite. Siguiendo paso a paso las instrucciones proporcionadas, el Transport-X proporcionará resultados de análisis de gases disueltos confiables. El procedimiento de toma de muestras ha sido adaptado del estándar internacional IEC 567 para la toma de muestras de aceite de equipo eléctrico aislado en aceite para el análisis de gases disueltos.

La correcta toma de muestras de aceite aislante es esencial para asegurar que una muestra representativa sea obtenida y proporcione una idea exacta de la condición total del aceite dentro del equipo.

**“Un Análisis de Gases Disueltos es tan bueno como la muestra tomada”.**

## Herramientas de Análisis

**Nota:** Estas herramientas de análisis no son la opinión de Kelman, más bien están basadas en límites ajustados por el usuario y también en algoritmos y estándares establecidos. Seleccionando **Funciones Avanzadas** como se describió anteriormente, el operador puede usar las herramientas de software integradas para ayudar al análisis de los resultados de la medición de gases disueltos. Sin embargo, en este momento esta opción está sólo disponible para muestras de aceite de transformadores. Por lo tanto si el usuario ha introducido en **Tipo de Equipo: Cambiador de Derivaciones** (Tap Changer), **Interruptor** (Circuit Breaker) u **Otro** (Other), entonces las herramientas de análisis no aplican. Conforme el análisis de resultados del Análisis de Gases Disueltos de Cambiadores de Derivaciones e Interruptores se desarrolla, Kelman planea incorporarlo a las herramientas de Análisis del Transport-X.

### Niveles de Precaución y Alarma

La primera herramienta de diagnóstico está basada en los niveles de gases y es ajustable por el usuario. Los niveles de fábrica son programados inicialmente en Transport-X basados en el programa TOA 3 de Delta X Research. Cada nivel de gas tiene niveles pre-ajustados para **Precaución** (Caution) y **Alarma** (Warning). Si el valor de cualquier gas está sobre su nivel de precaución o alarma, este será marcado en amarillo (si está arriba de un nivel de precaución) o en rojo (si está arriba de un nivel de alarma). Ver figura #38. Una condición Normal, de Precaución o Alarma está basada entonces en estos niveles de alarma.

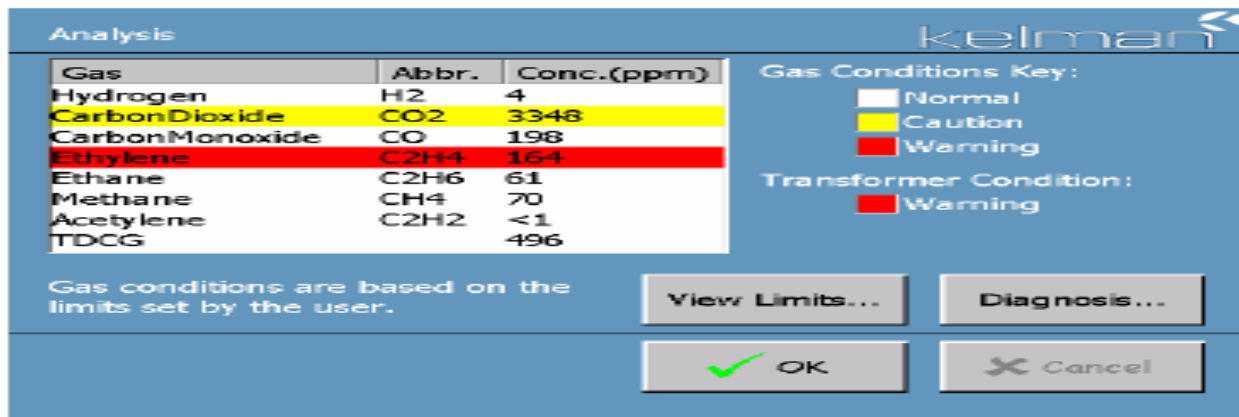


Figura #38. Resultados del DGA con niveles de Precaución y Alarma. (Manual Transport-X.V1.4).

### Algoritmos de Análisis.

El operador puede seleccionar la opción **Diagnóstico** (Diagnosis) mostrada en la figura siguiente para dar acceso a las herramientas de análisis Relaciones de Rogers, Método de los Gases Claves y Triángulo de Duval.

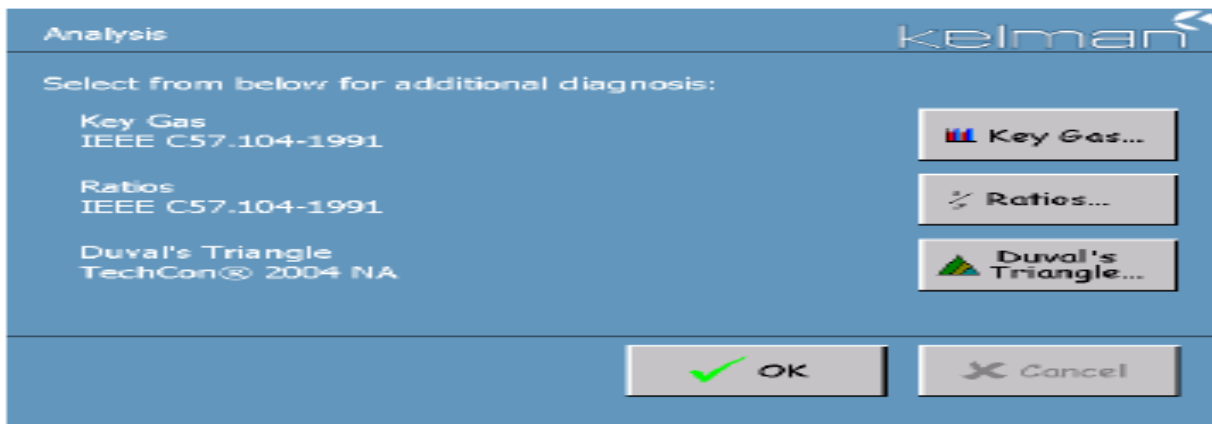


Figura #39. Opciones de Algoritmo de Análisis. (Manual Transport-X.V1.4).

**Nota:** Estos algoritmos están basados en algoritmos establecidos y están diseñados para ayudar en el diagnóstico de fallas de transformadores, no en la detección de fallas de transformadores. Si los niveles de gas son muy bajos y el transformador no parece tener una falla, entonces estos algoritmos no aplican. Los niveles ajustables por el usuario son muy útiles para este propósito. Por ejemplo, el Triángulo de Duval proporcionará siempre un código de falla, incluso si no hay falla en el transformador por lo que debe ser utilizado sólo si se sospecha ya de una falla.

### Método de los Gases Clave IEEE C57.104-1991.

Esta técnica permite tener una comparación visual de 4 resultados de falla “típicos” y examinar cual corresponde más cercanamente a los resultados del Transport-X los cuales son mostrados con barras azules. El usuario puede seleccionar entre las 4 opciones “estándar” disponibles usando las flechas para que sean mostradas con barras rosas a un lado de los resultados del Transport-X. El usuario puede seleccionar la opción que más le parezca o seleccionar **Ninguno** (None) si ninguno es aplicable.

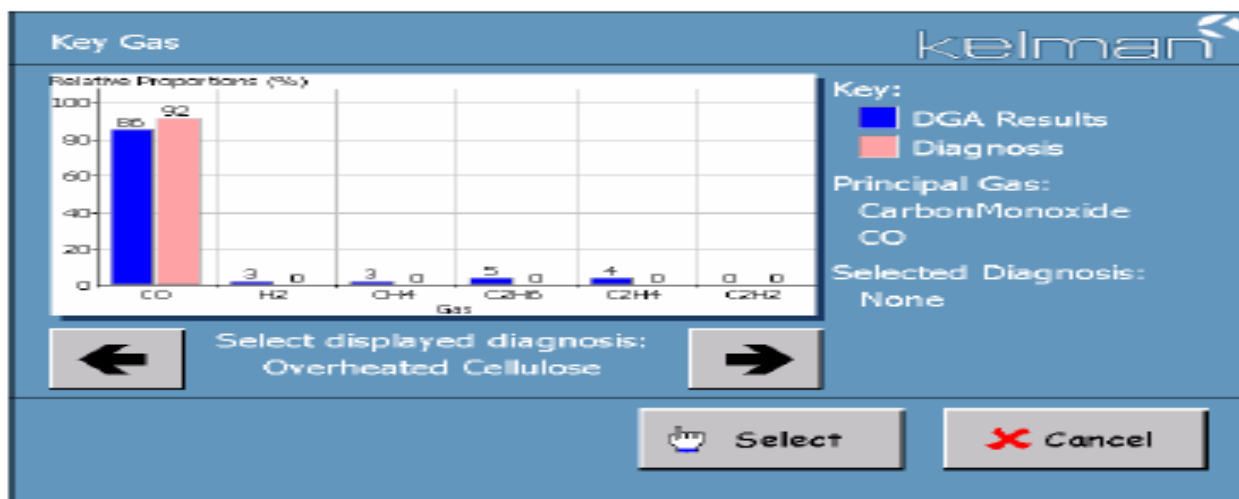


Figura #40. Método de los Gases Clave, mostrando Sobrecalentamiento de la Celulosa seleccionado por el usuario. (Manual Transport-X.V1.4).



## Relaciones de Rogers IEEE C57.104-1991.

Este método está basado en relaciones establecidas y las utiliza para determinar el tipo de falla.

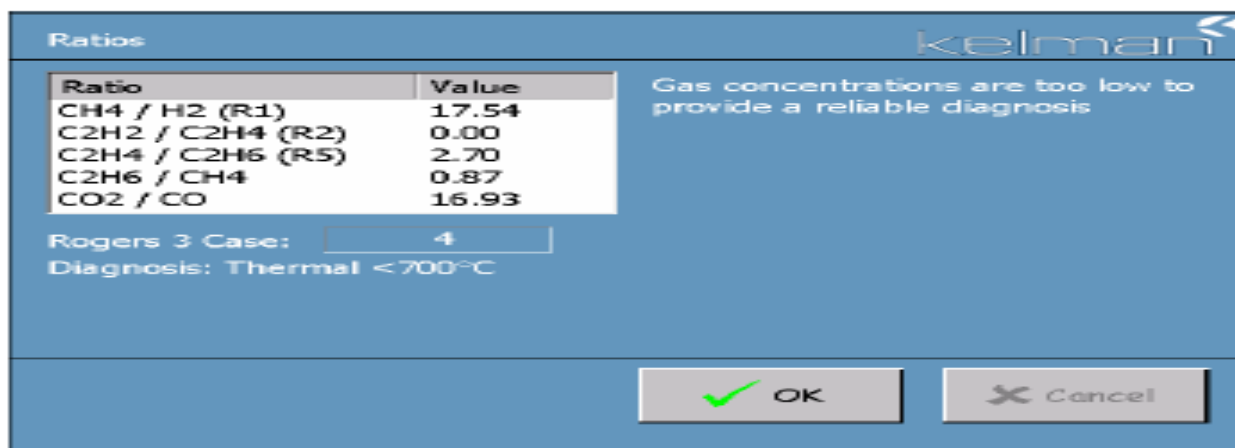


Figura #41. Relaciones de Rogers con Código de Falla. (Manual Transport-X.V1.4).

**Nota:** Si los niveles de gases son bajos, la ventana de Relaciones de Rogers mostrará una advertencia de que los niveles podrían ser demasiado bajo para este algoritmo (ver figura #41). El código de falla seguirá mostrándose pero debe tenerse cuidado cuando se aplica.

## Triángulo de Duval.

Este método usa un triángulo para trazar el punto de intersección de los valores de gases. En donde este punto cae, es el tipo de falla que el transformador podría tener.

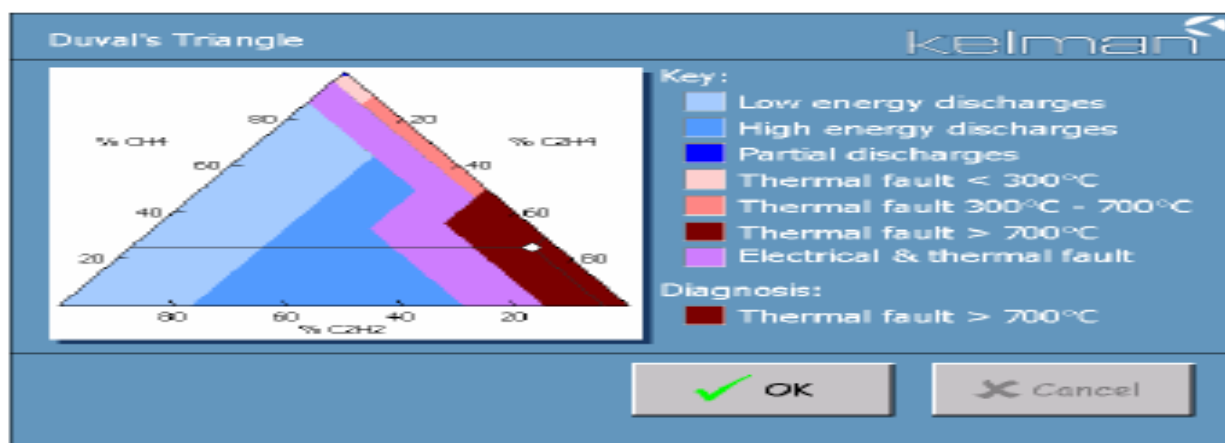


Figura #42. Triángulo de Duval. (Manual Transport-X.V1.4).

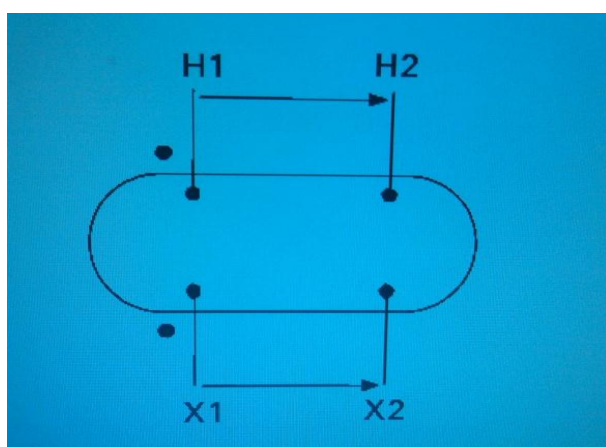
Mientras que este método ha mostrado ser muy confiable, este debe ser usado únicamente cuando se sospecha de una falla ya que este siempre proporcionará un código de falla, incluso para transformadores en buenas condiciones. Por lo tanto el software del Transport- X indicará siempre un código para el método del Triángulo de Duval tanto en la

pantalla como en la impresión de resultados. Por lo tanto debe tenerse cuidado cuando se aplica este algoritmo.

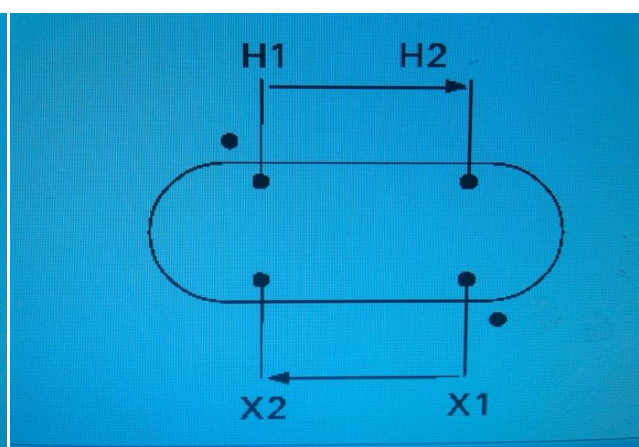
### 3.5 Ensayos Eléctricos.

En este trabajo investigativo se presenta el desarrollo de las pruebas de diagnóstico de Transformadores de Distribución, con la finalidad de presentar de forma más detallada como se realizan en el sitio. Posteriormente los resultados obtenidos en cada una de las pruebas serán los que evalúen el buen estado en el que se encuentra el equipo bajo prueba, además se presenta al final un ejemplo práctico de un reporte técnico completo.

#### 3.5.1 Polaridad del Transformador (+ ó -).



**Figura #43. Polaridad Aditiva (Diagonal).**  
(Curso de Transformadores de Distribución Cecacier, 2014).



**Figura#44. Polaridad Sustractiva (Colinial).**  
(Curso de Transformadores de Distribución Cecacier, 2014).

La polaridad de un transformador es identificar el terminal por el cual entra la corriente de la fuente y por cual terminal sale la corriente hacia la carga, entendiéndose como polaridad a la dirección. Esta prueba se le aplica a transformadores nuevos, o que han sido reparados o desarmados, dicho ensayo se hace con la finalidad de que no se han cometido errores en la marca o identificación de los terminales. Se realiza para determinar la disposición física del devanado primario respecto al secundario, es decir para saber si están enrollados en el mismo sentido o no. Es importante determinar la polaridad de los transformadores cuando se realiza acoplamientos en paralelo (Monofásico y Trifásico), o cuando se realiza conexiones de banco trifásico.

En la determinación de las marcas de polaridad se pueden emplear tres métodos;

- Método del Golpe Inductivo.
- Con una Fuente de Voltaje Alterno.
- Por Comparación con un Transformador Cuyas Marcas se Conocen.
- Por medio del Equipo TTR (El más utilizado en el campo).

### 3.5.2 Grupo de Conexión.

El grupo de conexiones de un transformador están normalizadas por:

- ANSI C57.12.70. 1990.
- CEI/IEC 76-1-1993.
- AS-2374, PART 4-1997.

Clasificado por grupos, los cuales nos indican el parentesco que tiene un transformador y si es compatible para poner transformadores en paralelo, ya que solo pueden entrar en paralelo transformadores que tengan el mismo grupo de conexión.

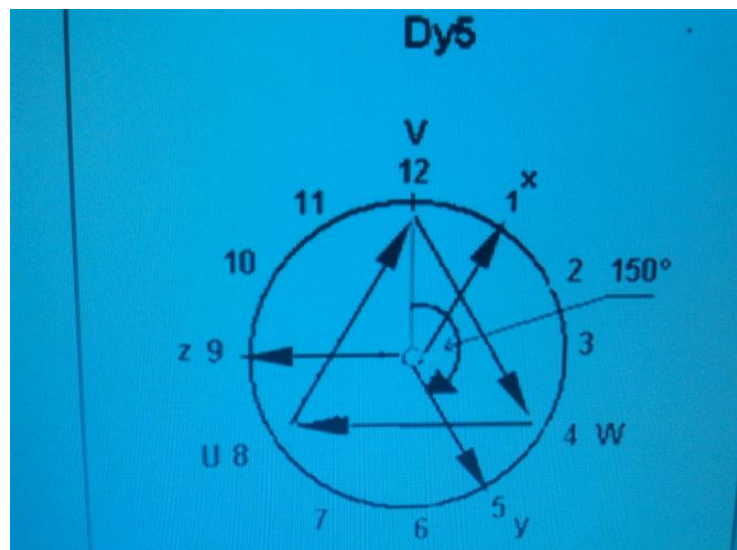
A cada grupo le corresponde su conexión y un número en el cual al multiplicarlo por  $30^\circ$  que es el desfase normal entre el devanado primario y secundario, obtenemos el desfase del grupo (Secundario respecto Primario). A continuación se muestra la **Conexión Dy5**.

**D-** Conexión del Devanado Primario (Delta).

**Y-** Conexión del Devanado Secundario (Estrella).

**5-** Número de Grados en desfase del Devanado Secundario respecto al Primario

Entonces  $5 \times 30^\circ = 150^\circ$  desfase del devanado secundario con respecto al primario.



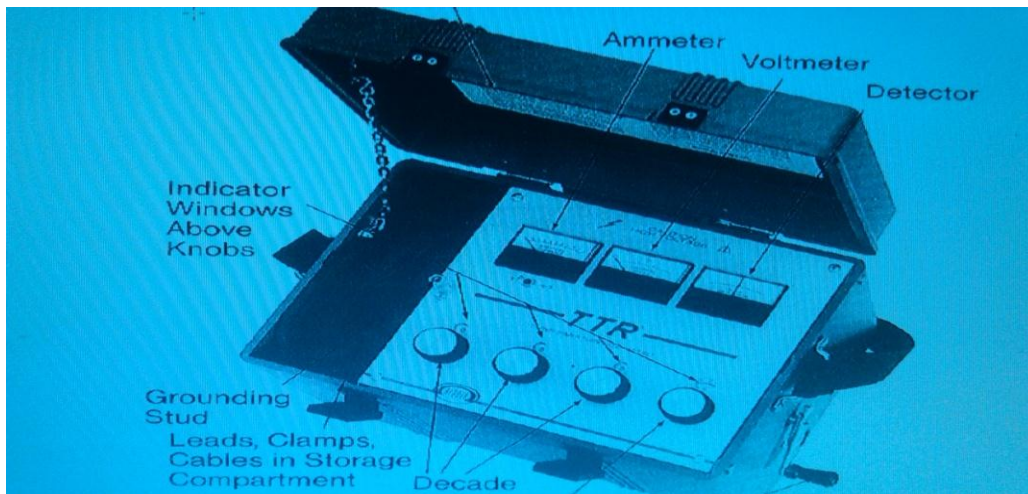
**Figura#45. Conexión Dy5.** (Manual TTR25, Megger).

### 3.5.3 Relación de Transformación (TTR).

Permite detectar cortocircuitos entre espiras, desequilibrios del cambiador de derivaciones, circuitos abiertos. Este ensay consiste en medir la relación de transformación

(a) de los devanados para las diferentes posiciones. La determinación de la relación de transformación se puede hacer en los siguientes métodos:

- Método de los Dos Voltímetros.
- Método del Transformador Patrón de Relación Ajustable.
- Con el Equipo Denominado T.T.R. (Test Turn Ratio).

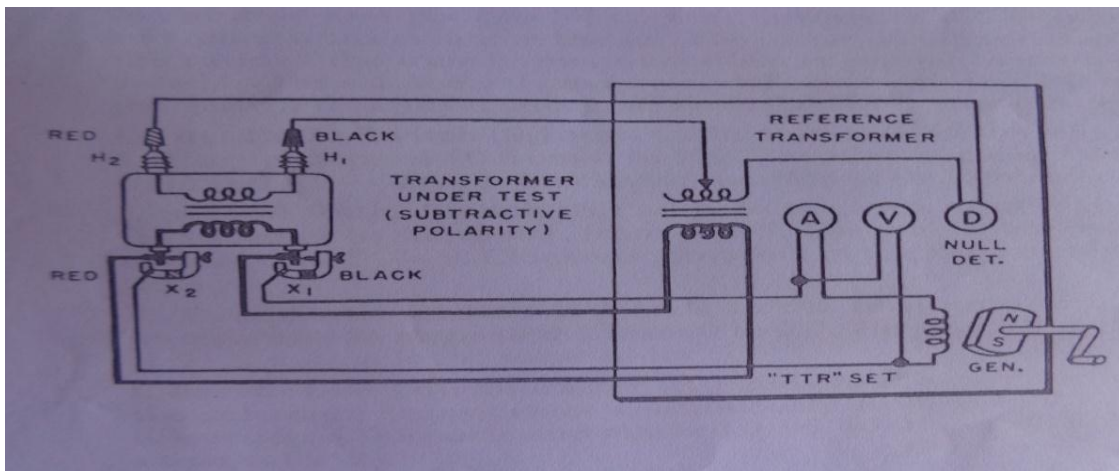


**Figura #46. Equipo para medir la Relación de Transformación.** (Manual T.T.R. 550005, Megger).

Sólo se mencionará el método del transformador patrón (T.T.R); ya que es el método más usual y conveniente para determinar la relación de transformación (a) en un transformador de distribución.

#### ➤ Principio de Operación del Transformador Patrón (T.T.R).

El T.T.R. Opera bajo el principio de dos transformadores con la misma relación de transformación, que al conectarse en paralelo y ser excitados, con una pequeña diferencia en la relación de alguno, circulará una corriente relativamente grande entre ambos. En la Figura #47. El transformador patrón se conecta en paralelo con el transformador bajo prueba, con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias en ambos transformadores. Al excitar las bobinas primarias y el galvanómetro no detecta deflexión (No circula corriente a través de él), se puede decir que tienen las mismas relaciones de transformación.



**Figura#47. Esquema para la Prueba de Relación de Transformación.** (Manual T.T.R. 550005, Megger).

Para equilibrar el galvanómetro en el T.T.R, es necesario variar la posición de los selectores ( $S_1, S_2, S_3$  y  $S_4$ ). Al mover la posición de los selectores, lo que se hace es variar el número de vueltas del devanado secundario del transformador patrón.

Actualmente con el desarrollo de la tecnología se han desarrollado probadores digitales de relación de transformación monofásico y trifásico, los cuales hacen la medición de forma automática entre ellos tenemos el TTR25, TTR300, 310, 320 y 330. En nuestra investigación se usará el TTR25, para realizar las medidas fase por fase (Monofásico).



**Figura #48. Equipo Digital para Medir la Relación de Transformación TTR25.** (Manual TTR25, Megger).



Tabla # 22, 23, 24, 25, 26 y 27 (Fuente Propia).

TABLA #22. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN				TABLA#23. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN			
TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 14400V/480V				TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 7620V/480V			
Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)	Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)
1	14400	30.0000	100.0000	1	8001	16.6687	105.0000
2	13800	28.7500	95.8333	2	7810	16.2708	102.4934
3	13200	27.5000	91.6666	3	7620	15.8750	100.0000
4	12870	26.8125	89.3750	4	7430	15.4791	97.5065
5	12540	26.1250	87.0833	5	7240	15.0833	95.0131

TABLA #24. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN				TABLA #25. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN			
TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 14400V/240V				TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 7620V/240V			
Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)	Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)
1	14400	60.0000	100.0000	1	8001	33.3337	105.0000
2	13800	57.5000	95.8333	2	7810	32.5416	102.4934
3	13200	55.0000	91.6666	3	7620	31.7500	100.0000
4	12870	53.6250	89.3750	4	7430	30.9583	97.5065
5	12540	52.2500	87.0833	5	7240	30.1666	95.0131

TABLA #26. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN				TABLA #27. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN			
TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 14400V/120V				TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 7620V/120V			
Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)	Posición	Voltaje (V)	Relación (a)	Porcentaje (%)
1	14400	120.0000	100.0000	1	8001	66.6750	105.0000
2	13800	115.0000	95.8333	2	7810	65.0833	102.4934
3	13200	110.0000	91.6666	3	7620	63.5000	100.0000
4	12870	107.2500	89.3750	4	7430	61.9166	97.5065
5	12540	104.5000	87.0833	5	7240	60.3333	95.0131

La continuación se detalla un ejemplo real con el equipo automático TTR25, para medir la Relación de Transformación:

**Norma:** ANSI C57.12.91.7.      **Marca:** Megger.      **Modelo:** TTR25.  
**Datos del Transformador:**  
**Datos Generales:**  
**Cliente:** XXXXXX.      **Clave del Equipo:** TR-S-001.      **Localización:** Subestación "1".  
**Técnicos:**  
**Marca:** Shihlin Electric.      **Potencia:** 400 KVA.      **Número de Fases:** 3.  
**Tipo de Enfriamiento:** ONAF.      **Serie:** XXXXXX.      **% (Z):** 3.33.  
**Año de Fabricación:** 2012.      **Tipo/Clase:** Interior- Inmerso en Aceite.  
**Tensión y Conexión:**  
**Alta:** 13800 Voltios.      **Baja:** (380Y- 220) Voltios.      **Grupo de Conexión:** DYn5.  
**Conexión Alta:** Delta.      **Baja:** Estrella.  
**Temperatura:**  
**Aceite:** 38 °C.      **Ambiente:** 36 °C.      **Devanado:** 42 °C.      **Humedad:** 60%.

Fase	Voltaje de línea		Taps	Relación de Transformación		% Dev *	Pass or Error
	H Volts	X Volts	H	Cálculo Relación	Medición Relación		
A	14490	380Y-220	1	65.8636	65.9280	- 0.09%	Pass
B				65.8636	65.9380	- 0.11%	Pass
C				65.8636	65.9100	- 0.07%	Pass
A	14145		2	64.2954	64.3600	- 0.10%	Pass
B				64.2954	64.3500	- 0.08%	Pass
C				64.2954	64.3400	- 0.07%	Pass
A	13800		3	62.7272	62.9050	- 0.28%	Pass
B				62.7272	62.9210	- 0.31%	Pass
C				62.7272	62.8460	- 0.19%	Pass
A	13455		4	61.1590	61.2980	- 0.23%	Pass
B				61.1590	61.3000	- 0.23%	Pass
C				61.1590	61.3000	- 0.23%	Pass
A	13110		5	59.5909	59.6800	- 0.15%	Pass
B				59.5909	59.7000	- 0.18%	Pass
C				59.5909	59.6900	- 0.17%	Pass

\* Valor % Dev. Permitido +/- 0.5%

En alta tensión la conexión delta el voltaje de línea es igual al voltaje de fase (14,490V) mientras que en baja tensión se utiliza el voltaje de fase (220V), ya que el ensayo se hará fase por fase.

Calculando el Valor teórico, para la fase “A”, para las cinco posiciones:

$a=V_1/V_2$ , 14,490V / 220V,  $a = 65.8636$ , de donde la derivación 1. **65.8636**

$a=V_1/V_2$ , 14,145V / 220V,  $a = 64.2954$ , de donde la derivación 2. **64.2954**

$a=V_1/V_2$ , 13,800V / 220V,  $a = 62.7272$ , de donde la derivación 3. **62.7272**

$a=V_1/V_2$ , 13,455V / 220V,  $a = 61.1590$ , de donde la derivación 4. **61.1590**

$a=V_1/V_2$ , 13,110V / 220V,  $a = 59.5909$ , de donde la derivación 3. **59.5909**

Este mismo procedimiento se hace para la fase “B” y “C” sucesivamente.

Midiendo la fase “A” para obtener la relación de Transformación para las cinco posiciones.

$H_1-H_3 / X_0-X_1$ . Se obtienen los siguientes valores:

1. 65.9280
2. 64.3600
3. 62.9050
4. 61.2980
5. 59.6800

Midiendo la Fase “B” para obtener la relación de Transformación para las cinco posiciones.

$H_2-H_1 / X_0-X_2$ . Se obtienen los siguientes valores:

1. 65.9380
2. 64.3500
3. 62.9210
4. 61.3000
5. 59.7000

Midiendo la Fase “C” para obtener la relación de Transformación para las cinco posiciones.

$H_3-H_2 / X_0-X_3$ . Se obtienen los siguientes valores:

1. 65.9100
2. 64.3400
3. 62.8460
4. 61.3000
5. 59.6900

Para interpretar los resultados es necesario calcular el porcentaje de la diferencia que existe entre los valores medidos y los teóricos, con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Diferencia} = (\text{Valor teórico} - \text{Valor medido}) / \text{Valor teórico} * 100.$$

**Nota:** El porcentaje de diferencia no debe ser mayor al 0.5%.

$\% \text{ Diferencia} = (65.8636 - 65.9280) / 65.8636 * 100$ , de donde  $\% \text{ Diferencia} = -0.097$ .

Este es el procedimiento a seguir, para encontrar los valores sucesivos.



### 3.5.4 Resistencia Óhmica (R).

Esta prueba tiene la finalidad de verificar la resistencia óhmica de los devanados. Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en cortocircuitos al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales. Se recomienda para análisis de los resultados que el conjunto de pruebas se integre al expediente de cada equipo, para vigilar su tendencia durante su vida en operación, haciendo uso de los formatos establecidos.

Los valores para esta medida no se norman, se deben usar como referencia los valores establecidos por el fabricante. El objeto de esta medición es calcular las pérdidas por efecto Joule ( $RI^2$ ). Se realiza por temperatura, para obtener por comparación de resistencias al calentamiento de los devanados.

Las mediciones de las resistencias deben hacerse con la mayor exactitud posible, al igual que la temperatura a la cual se hace la medición ya que, como se sabe, la resistencia del cobre varía con la temperatura. Para conocer la temperatura que tiene el cobre en el momento de la medición, se mide la temperatura del aceite en el cual están sumergidas las bobinas. Los métodos más usados para la medición de resistencias de los devanados de un transformador son:

- Con Puentes de Kelvin y Wheatstone.
- Por el Método de la Caída de Tensión.
- Transformer Ohmeter (Medición Digital Automática)

A continuación se detalla un ejemplo real de medición de la Resistencia óhmica de un Transformador, con un equipo digital automático.

**Norma:** ANSI C57.12.91.5.      **Marca:** Megger      **Modelo:** Transformer Ohmeter.      **Serie:** 51024.

**Datos del Transformador:**

**Datos Generales:**

**Cliente:** XXXXXX.      **Clave del Equipo:** TR-N°-05.      **Localización:** Area de Cocina.

**Técnicos:**

**Marca:** Siemens.      **Potencia:** 500 KVA.      **Número de Fases:** 3.

**Tipo de Enfriamiento:** ONAN.      **Serie:** XXXXXX.      **% (Z):** 5.56.

**Año de Fabricación:** Feb-2007.      **Tipo/Clase:** Subestación- Inmerso en Aceite.

**Tensión y Conexión:**

**Alta:** 13200 Voltios.      **Baja:** (480) Voltios.      **Grupo de Conexión:** Dyn5.

**Conexión Alta:** Delta.      **Baja:** Estrella.

**Temperatura:**

**Aceite:** 37 °C.      **Ambiente:** 34 °C.      **Devanado:** 40 °C.      **Humedad:** 50%.

Valores Medidos en Ohms @ 34°C						
Posición	H1-H3	H2-H1	H3-H2	X1-X0	X2-X0	X3-X0
1	3.277	3.396	3.355	0.002170	0.002240	0.002225
2	3.221	3.342	3.297			
3	3.179	3.289	3.237			
4	3.118	3.237	3.133			
5	3.061	3.171	3.125			

(Fuente Propia)

Valores Corregidos en Ohms a 85 °C						
Posición	H1-H3	H2-H1	H3-H2	X1-X0	X2-X0	X3-X0
1	3.8142	3.9527	3.9050	0.002525	0.002607	0.002590
2	3.7490	3.8899	3.8375			
3	3.7001	3.8282	3.7677			
4	3.6291	3.7677	3.6466			
5	3.5628	3.6908	3.6373			

(Fuente Propia)

$$R_{85^{\circ}\text{C}} = R_m (T+T_1) / (T+T_2)$$

$R_{85^{\circ}\text{C}}$ = Resistencia referida a 85°C. En Ohms.

$R_m$ = Resistencia medida a Temperatura del Devanado. En Ohms.

$T$  = Constante de temperatura de resistencia cero (Aluminio= 226, Cobre=234.5).

$T_1$ = Temperatura referida a 85°C.

$T_2$ = Temperatura del devanado en °C.

### Corrección de las Resistencias a la Temperatura de 85°C.

$$R_{85^{\circ}\text{C}} = 0.002170 \, \Omega (234.5^{\circ}\text{C}+85^{\circ}\text{C}) / (234.5^{\circ}\text{C}+40^{\circ}\text{C}).$$

$$R_{85^{\circ}\text{C}} = 0.002170 \, \Omega (319.5^{\circ}\text{C}) / (274.5^{\circ}\text{C}).$$

$$R_{85^{\circ}\text{C}} = 0.002170 \, \Omega \times 1.163934426, \text{ de donde } R_{85^{\circ}\text{C}} = \mathbf{0.002525 \, \Omega}.$$

Este es el procedimiento a seguir, para encontrar los valores sucesivos.

### 3.5.5 Resistencia de aislamiento ( $R_A$ ):

La medición de la resistencia del aislamiento se lleva a cabo con un Megger. Este aplica una tensión continua entre los devanados de alta - baja tensión, y devanados con respecto a tierra. A través de las mediciones anteriores se obtienen los valores de la resistencia de aislamiento. La medición obtenida con el Megger se compara con los valores normados o estipulados.

## ¿Cómo opera un Probador de Resistencia de Aislamiento?



**Figura #49. Equipo para medir la Resistencia de Aislación.** (Catálogo, Megger, 2011).

El probador de aislamiento MEGGER es un instrumento portátil que proporciona una lectura directa de la resistencia de aislamiento en ohms, megaohms o teraohms (según el modelo usado) independientemente del voltaje seleccionado. Para un buen aislamiento, la resistencia generalmente da lectura en el rango de megaohms o más alto.

El probador de aislamiento MEGGER es esencialmente un medidor de resistencia de rango alto (óhmmetro) con un generador de cd incorporado. El generador del instrumento, que puede operarse por manivela manualmente, batería o por línea, desarrolla un voltaje de cd alto que ocasiona varias corrientes pequeñas a través y sobre la superficie del aislamiento que se prueba. La corriente total la mide el óhmmetro que lleva una escala de indicación analógica, lectura digital o ambas.

La resistencia óhmica que presenta la aislación eléctrica de un equipo, al aplicarle una tensión continua de ensayo  $E$ . Su valor puede variar apreciablemente desde el instante en que se aplica la tensión  $E$  hasta el momento en que tiende a estabilizarse.

El valor de  $R_A$  en el instante de tiempo  $t$ , se obtiene de la relación entre la tensión  $E$  y la corriente total instantánea  $I_T(t)$  que toma la aislación.

$$R_A = E / I_T(t)$$

**Medición única:** Consiste en realizar una lectura de resistencia de aislación a los 60 segundos de la aplicada la tensión  $E$  sobre la muestra bajo ensayo.

El valor de la Resistencia de Aislamiento establecida en el país, se muestran a continuación:

**Tabla#28. Valores de Resistencia de Aislamiento.** (Taller de Transformadores, ENATREL).

Ítem	Tiempo	Mega - Ohms @ 20°C		
		AT vs BT	AT vs (BT+G)	BT vs (AT+G)
1	15 Seg.			
2	30 Seg.			
3	1 Min.	1000	1000	1000

**Influencia de la temperatura:** Dado que resistencia de aislación disminuye con el aumento de la temperatura del aislante ensayado, el valor de resistencia medido se debe corregir para una temperatura de referencia de 20°C.

$$R_{A(20^{\circ}\text{C})} = R_{AT} \times K.$$

**Influencia de la humedad:** Si el Equipo está a una temperatura mayor que la de condensación de la humedad del ambiente, los valores medidos no son mayormente afectados por la humedad en contacto con las superficies de la aislación evaluada.

### 3.5.5.1 Índice de Polarización (IP).

A cada transformador de distribución se le practicará la prueba de índice de polarización. La implementación más simple de la prueba de tiempo-resistencia para un aislamiento sólido se representa por la prueba popular Índice de Polarización (PI), que requiere sólo dos lecturas seguidas por una división simple; La lectura de Diez-minutos se divide entre la lectura de Un-minuto para obtener una relación. El resultado es un número puro y se puede considerar independiente de la temperatura puesto que la masa térmica del equipo que se está probando generalmente es tan grande que el enfriamiento total que tiene lugar durante los diez minutos de la prueba es despreciable. En general, una relación baja indica poco cambio, consecuentemente aislamiento pobre, mientras que una relación alta indica lo opuesto.

Las referencias a valores PI típicos son comunes en la literatura, lo que hace que esta prueba sea fácilmente empleada. Sin embargo, se dice “en general” porque como se mencionó previamente hay materiales que exhiben muy poca o ninguna absorción dieléctrica. Llevando a cabo una prueba en esos materiales produciría entonces un resultado muy próximo a 1.

Relación entre la resistencia de aislación medida a los **10 minutos** y la medida **al minuto** de aplicada la tensión continua **E** sobre la muestra bajo ensayo

$$IP = R_{(10\text{min})} / R_{(1\text{min})}$$

Para Transformadores Sumergidos en Aceite el IP se determina que está en óptimas Condiciones, cuando el valor obtenido en la prueba **es mayor a 1.15** del valor establecido en la norma **ANSI C57.12.91.10**.

### **3.5.5.2 Índice de Absorción (IAD).**

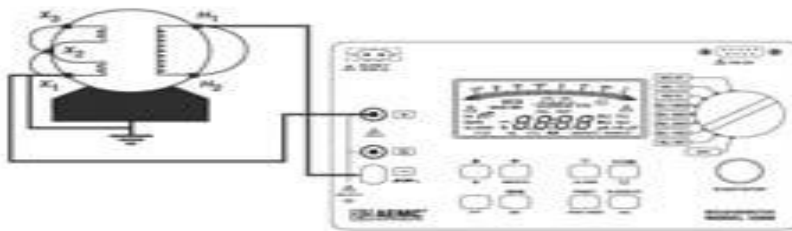
Relación entre la resistencia de aislación medida a los 60 segundos (Un Minuto) y la medida a los 30 segundos de aplicada la tensión continua E sobre la muestra baja ensayo.

$$IAD= R_{(1Min)} / R_{(30 \text{ seg})}$$

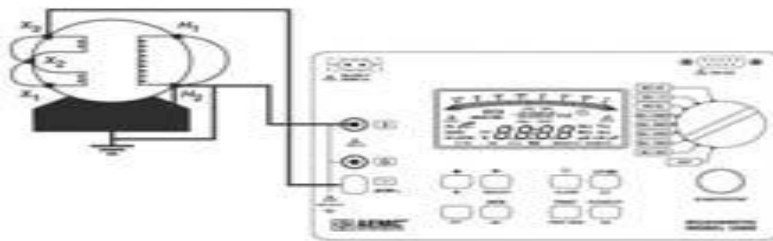
### **Conexión del Probador de Aislamiento.**

Con los materiales aislantes modernos hay poca, si alguna, diferencia en la lectura obtenida, independientemente de la manera en que se conecten las terminales. Sin embargo, en los aislamientos antiguos, un fenómeno poco conocido llamado electro-endósmosis ocasiona que se obtenga una lectura más baja con la terminal positiva conectada al lado a tierra del aislamiento que se está probando.

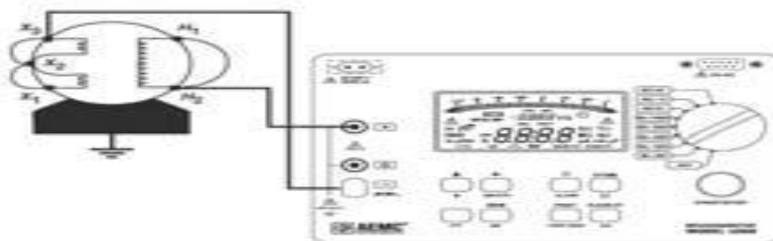
# Single-Phase Transformer



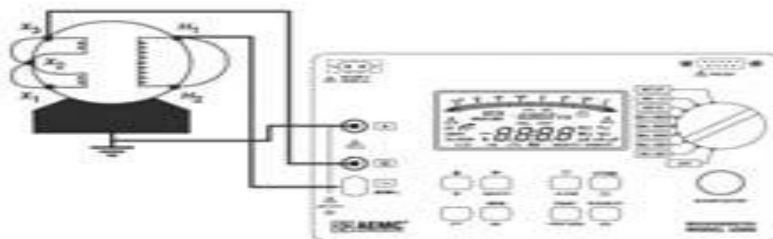
a. High voltage winding to low voltage winding and ground



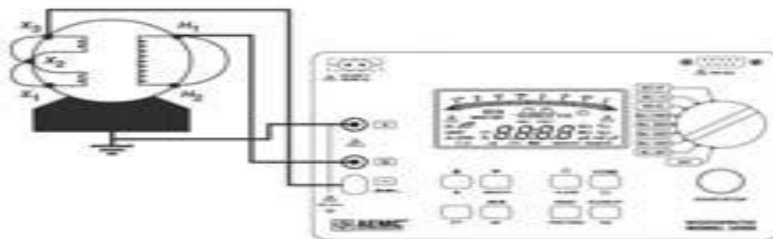
b. Low voltage winding to high voltage winding and ground



c. High voltage winding to low voltage winding



d. High voltage winding to ground



e. Low voltage winding to ground

Figura #52. Distintas Conexiones en Transformadores Monofásico de Distribución. (Catálogo, Megger, 2011).

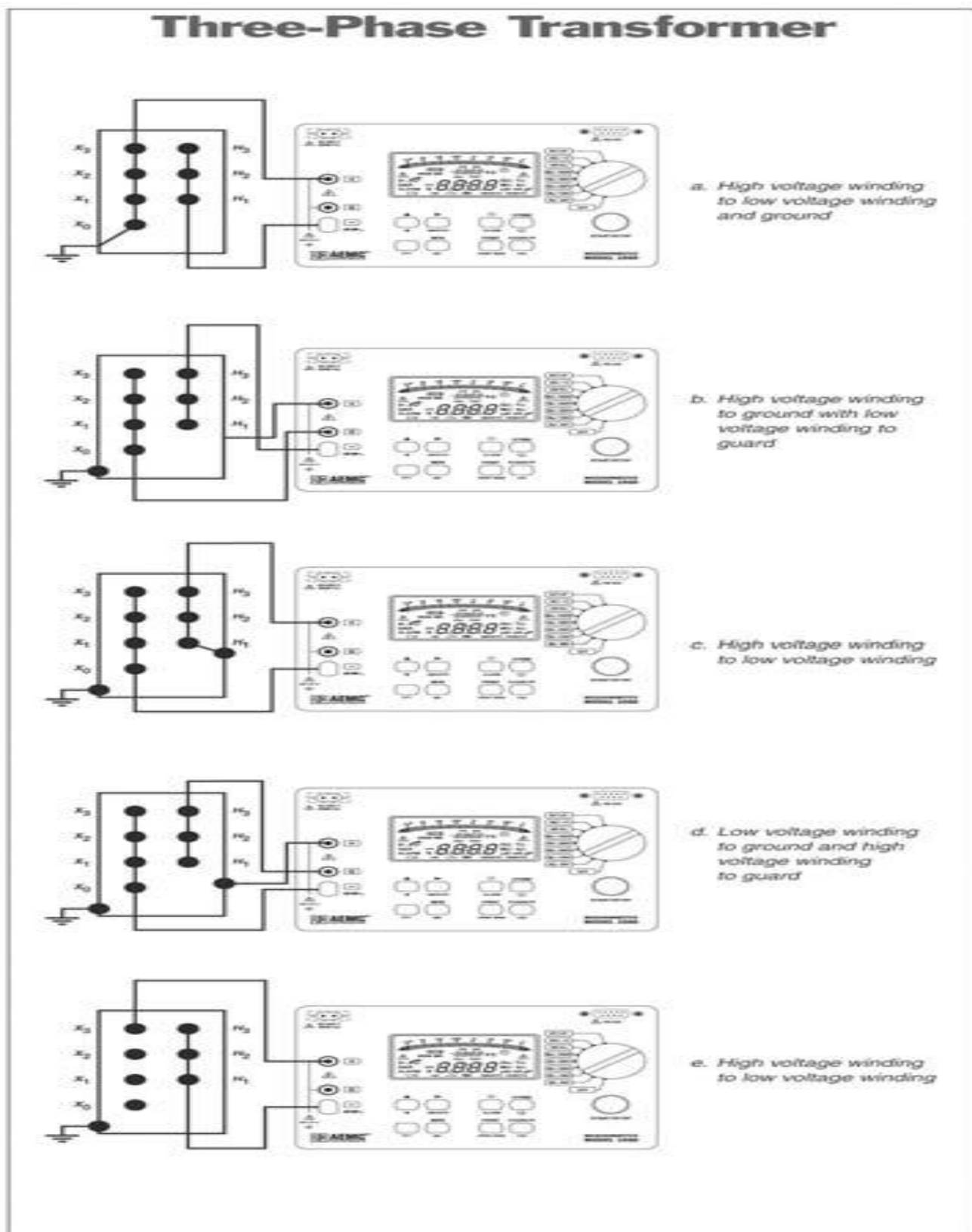


Figura #53. Distintas Conexiones en Transformadores Trifásico de Distribución. (Catálogo, Megger, 2011).

Tabla #29. Factores de Corrección por Temperatura para Resistencia de Aislamiento.  
(Norma ANSI C57.12.91.10).

T (°C)	K (1)	K (2)	T (°C)	K (1)	K (2)	T (°C)	K (1)	K (2)
0	0.3000	0.1554	32	2.0503	0.6891	64	13.9404	3.0563
1	0.3184	0.1628	33	2.1857	0.7219	65	14.8000	3.2019
2	0.3371	0.1705	34	2.3260	0,7563	66	15.7213	3.3545
3	0.3567	0.1786	35	2.4700	0.7924	67	16.7039	3.5143
4	0.3775	0.1872	36	2.6172	0.8301	68	17.7459	3.6818
5	0.4000	0.1961	37	2.7703	0.8697	69	18.8452	3.8572
6	0.4244	0.2054	38	2.9327	0.9111	70	20.0000	4.0410
7	0.4508	0.2152	39	3.1081	0.9545	71	21.2104	4.2336
8	0.4789	0.2255	40	3.3000	1.0000	72	22.4850	4.4353
9	0.5087	0.2362	41	3.5108	1.0477	73	23.8344	4.6466
10	0.5400	0.2475	42	3.7389	1.0976	74	25.2691	4.8680
11	0.5728	0.2593	43	3.9816	1.1499	75	26.8000	5.1000
12	0.6076	0.2716	44	4.2362	1.2047	76	28.4370	5.3430
13	0.6450	0.2846	45	4.5000	1.2621	77	30.1881	5.5976
14	0.6856	0.2981	46	4.7715	1.3222	78	32.0607	5.8643
15	0.7300	0.3123	47	5.0534	1.3852	79	34.0622	6.1438
16	0.7786	0.3272	48	5.3495	1.4512	80	36.2000	6.4365
17	0.8308	0.3428	49	5.6638	1.5204	81	38.4800	6.7432
18	0.8857	0.3591	50	6.0000	1.5928	82	40.9018	7.0645
19	0.9424	0.3762	51	6.3617	1.6687	83	43.4636	7.4012
20	1.0000	0.3942	52	6.7509	1.7482	84	46.1637	7.7538
21	1.0581	0.4129	53	7.1692	1.8315	85	49.0000	8.1233
22	1.1176	0.4326	54	7.6184	1.9188	86	51.9775	8.5104
23	1.1802	0.4532	55	8.1000	2.0102	87	55.1279	8.9159
24	1.2471	0.4748	56	8.6153	2.1060	88	58.4895	9.3408
25	1.3200	0.4975	57	9.1639	2.2064	89	62.1008	9.7858
26	1.4000	0.5212	58	9.7448	2.3115	90	66.0000	10.2521
27	1.4877	0.5460	59	10.3571	2,4216	91	70,2083	10.7407
28	1.5834	0.5720	60	11.0000	2,5370	92	74.6778	11.2525
29	1.6874	0.5993	61	11.6738	2,6579	93	79.3431	11.7886
30	1.8000	0.6278	62	12.3840	2.7846	94	84,1389	12.3504
31	1.9213	0.6577	63	13.1373	2.9173	95	89.0000	12.9389

En donde:

**K(1)** es el Factor de Corrección para Transformadores sumergidos en líquido para una referencia a 20 °C;

**K(2)** es el Factor de Corrección para Transformadores secos para una referencia a 40 °C.



Adsorción Dieléctrica IAD	Indice de Polarización IP	Estado del Aislamiento
$IAD < 1.1$	$IP < 1$	Peligroso
$1.1 \leq IAD < 1.25$	$IP < 1.5$	Cuestionable
$1.25 \leq IAD < 1.4$	$1.5 \leq IP < 2$	Aceptable
$1.4 \leq IAD < 1.6$	$2 \leq IP < 3$	Bueno
$1.6 \leq IAD$	$3 \leq IP < 4$	Muy Bueno
	$4 \leq IP$	Excelente

**Tabla #30. Información del Estado de Aislamiento Brindada por IAD y IP.** (Catálogo, Megger, 2011).

A continuación se detalla un ejemplo real con el equipo digital, para medir la Resistencia de Aislamiento.

**Norma:** ANSI C57.12.91.10.      **Marca:** Megger.      **Modelo:** MIT 1020.      **Voltaje Máx:** 5 KV DC.

**Datos Generales:**

**Cliente:** XXXXXX.      **Clave del Equipo:** TR-S-001.      **Localización:** Subestación "1".

**Técnicos:**

**Marca:** Shihlin Electric.      **Potencia:** 400 KVA.      **Número de Fases:** 3.

**Tipo de Enfriamiento:** ONAF.      **Serie:** XXXXXX.      **% (Z):** 3.33.

**Año de Fabricación:** 2012.      **Tipo/Clase:** Interior- Inmerso en Aceite.

**Tensión y Conexión:**

**Alta:** 13800 Voltios.      **Baja:** (380- 220) Voltios.      **Grupo de Conexión:** DYn5.

**Conexión Alta:** Delta.      **Baja:** Estrella.

**Temperatura:**

**Aceite:** 38 °C.      **Ambiente:** 36 °C.      **Devanado:** 42 °C.      **Humedad:** 60%.

**Tabla # 31. Valores Medidos a 36°C y en Giga – Ohms, sin corregir.** (Fuente Propia).

0.25	4.980	6.570	2.390
0.5	6.590	8.500	3.580
1	8.290	12.040	4.420
2	10.000	13.770	5.200
3	11.020	14.590	5.670
4	11.820	15.160	6.020
5	12.450	15.530	6.300
6	12.980	15.900	6.550
7	13.430	16.100	6.760
8	13.830	16.420	6.960
9	14.200	16.680	7.110
10	14.550	16.920	7.250

Aplicando la formula  $R_{A(20^{\circ}C)} = R_{AT} \times K$  para cada valor de Resistencia de Aislamiento, se obtienen los valores corregidos a 20°C.

$R_{A(20^{\circ}C)} = 4.980 \text{ G}\Omega \times 3.7389 = 18.620 \text{ G}\Omega$  . La fórmula se repite para todos los valores sucesivos.

Obteniendo  $R_A = E / I_T(t)$ , la cual es una medición única que se toma a los 60 segundos (Valores Corregidos).

Calculando para AT vs BT el Índice de Adsorción.

$IAD = R_{(60 \text{ seg})} / R_{(30 \text{ seg})}$

$IAD = 30.995 \text{ G}\Omega / 24.639 \text{ G}\Omega$ , de donde  $IAD = 1.26$ . La fórmula se repite para encontrar los otros  $IAD$ .

Calculando para AT vs BT el Índice de Polarización.

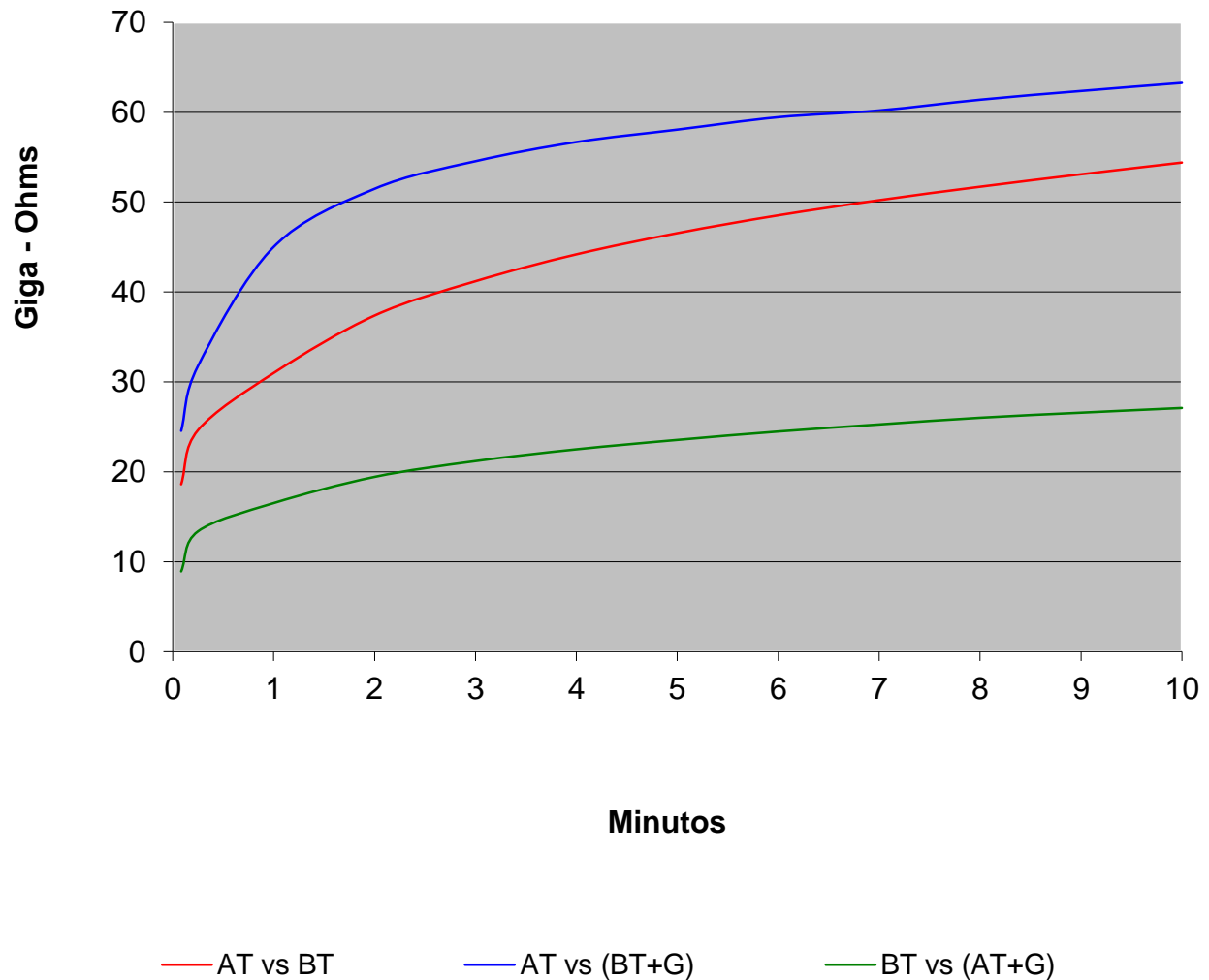
$IP = R_{(10 \text{ min})} / R_{(1 \text{ min})}$   $IP$

$IP = 54,401 \text{ G}\Omega / 30,995 \text{ G}\Omega$ , de donde  $IP = 1.76$ . La fórmula se repite para encontrar los valores sucesivos.

**Tabla # 32. Valores con Factor de Temperatura Corregido.** (Fuente Propia).

Ítem	Tiempo	Giga - Ohms @ 20 °C		
		AT vs BT	AT vs (BT+G)	BT vs (AT+G)
1	0.25 Seg.	18.620	24.565	8.936
2	0.5 Seg.	24.639	31.781	13.385
3	1 Min.	30.995	45.016	16.526
4	2	37.389	51.485	19.442
5	3	41.203	54.551	21.200
6	4	44.194	56.682	22.508
7	5	46.549	58.065	23.555
8	6	48.531	59.449	24.490
9	7	50.213	60.196	25.275
10	8	51.709	61.393	26.023
11	9	53.092	62.365	26.584
12	10	54.401	63.262	27.107
13	Iad.	1.26	1.42	1.23
14	Índice P.	1.76	1.41	1.64

## Gráfico de Resistencia de Aislamiento.



(Fuente Propia).

Comparando los resultados con la tabla de Información del **IAD** e **IP** y con los valores de Resistencia de Aislamiento establecidos en el país. Se concluye que el Aislamiento se encuentra en condición aceptable, para que el Transformador pueda seguir en servicio.

## **Capítulo IV. Costo de Pruebas de Diagnóstico en Transformadores de Distribución.**

## **4.1 Definición de Costo.**

Son los procedimientos que se incurre para producir un bien o servicio, estos son importantes porque ayudan a la toma de decisiones que permiten mejorar los resultados financieros de una empresa.

## **4.2 Elementos de un Producto o Servicio.**

### **4.2.1 Materiales Directos (MD).**

Son todos los que pueden identificarse en la fabricación de un producto terminado fácilmente se asocia con este y representa el principal costo de materiales en la elaboración de un producto.

Ejemplo: Alambre de Cobre en la Elaboración de una Bobina.

### **4.2.2 Materiales Indirectos (MI).**

Son aquellos involucrados en la elaboración de un producto pero no son materiales directos. Ejemplo: Cepillo de alambre para limpieza de terminales de baja tensión.

### **4.2.3 Costos Indirectos de Fabricación (CIF).**

Se utilizan para acumular los materiales indirectos, la mano de obra indirecta y los demás costos indirectos de fabricación que no pueden identificarse directamente con los productos específicos.

### **4.2.4 Mano de Obra Directa (MOD).**

Son aquellos involucrados directamente en la elaboración de un producto terminado que puede asociarse en este con facilidad y que representa un importante costo de mano de obra

### **4.2.5 Mano de Obra Indirecta (MOI).**

Es aquella involucrada en la fabricación de un producto que no se considera mano de obra directa y se incluye como parte de los costos indirectos de fabricación.

## **4.3 Cálculo del costo de Pruebas de Diagnóstico en Transformadores de Distribución.**

En una empresa de servicio el costo se obtiene de sumar el total de materia prima más la mano de obra directa más los costos indirectos de fabricación.

$$\text{CT}=\text{MD}+\text{MOD}+\text{CIF}.$$

A continuación se detalla un ejemplo real, donde se calcula el Costo Total de las pruebas de diagnóstico para un transformador trifásico de 500 KVA. Con este ejemplo se puede calcular para cualquier transformador, lo que hay que tener cuidado con los valores a introducir en cada tabla, porque en algunas tablas los valores cambian y en otras se mantienen iguales. La tasa de cambio que utilizaremos es C\$29.25 por 1U\$.

**Tabla # 33. Tiempo de Uso de Equipos y Herramientas.** (Fuente Propia).

<b>EQUIPOS</b>	<b>500 KVA Tiempo Hr</b>
PROBADORA DE ACEITE	0.30
PROBADOR DE AISLAMIENTO	0.40
COLORIMETRO	0.25
GENERADOR PORTATIL (120-240)V	2.00
MEDIDOR DE RELACIÓN TTR	0.35
FASIMETRO	0.05
PÉRTIGA	0.05
CAJA DE HERRAMIENTAS	2.00
MEDIDOR DE RESISTENCIA	0.50
MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA	0.55
MULTIMETRO DIGITAL	0.10
GUANTES DE ALTA TENSIÓN	0.05
MEDIDOR DE ACIDEZ	0.25
RED DE TIERRA	2.00
MEDIDOR DE GASES DISUELTOS	1.50

**Tabla # 34. Costo de Equipos y Herramientas.** (Fuente Propia).

<b>EQUIPO</b>	<b>U\$ / hora</b>	<b>500 KVA Costo U\$</b>
PROBADORA DE ACEITE	10.00	3.00
PROBADOR DE AISLAMIENTO	12.00	4.80
COLORIMETRO	9.00	2.25
GENERADOR PORTATIL (120-240)V	15.00	30.00
MEDIDOR DE RELACIÓN TTR	12.00	4.20
FASIMETRO	1.00	0.05
PÉRTIGA	1.00	0.05
CAJA DE HERRAMIENTAS	3.00	6.00
MEDIDOR DE RESISTENCIA	15.00	7.50
MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA	18.00	9.90
MULTMETRO DIGITAL	1.25	0.125
GUANTES DE ALTA TENSIÓN	1.00	0.05
MEDIDOR DE ACIDEZ	15.00	3.75
RED DE TIERRA	1.00	2.00
MEDIDOR DE GASES DISUELTOS	30.00	45.00
<b>TOTAL</b>		<b>118.675</b>

**Tabla #34. Tiempo de Mano de Obra en Horas.** (Fuente Propia).

Actividad	Tecnico	COLO Horas	RIG.D Horas	TTR Horas	RE.OH Horas	RE.AIS Horas	FA.PO Horas	AGD Horas	TOTAL Horas
PRUEBAS ELÉCTRICAS	TÉCNICO "A"	0.25	0.30	0.35	0.50	0.40	0.55	1.50	<b>3.85</b>
PRUEBAS ELÉCTRICAS	ING. "A"	0.25	0.30	0.35	0.50	0.40	0.55	1.50	<b>3.85</b>
CONDUCTOR	CONDUCTOR	0.25	0.30	0.35	0.50	0.40	0.55	1.50	<b>3.85</b>
SUPERVISIÓN	JEFE DE GRUPO	0.25	0.30	0.35	0.50	0.40	0.55	1.50	<b>3.85</b>

**Tabla # 35. Costo de Mano de Obra.** (Fuente Propia).

Actividad	Técnico	Hr Nor Hr/C\$	Hr Nor. Hr/U\$	500 KVA Costo U\$
PRUEBAS ELÉCTRICAS	TÉCNICO."A"	64.75	2.21	8.51
PRUEBAS ELÉCTRICAS	Ing. "A"	82.06	2.80	10.78
CONDUCTOR	CONDUCTOR	54.49	1.86	7.16
SUPERVISIÓN	JEFE DE GRUPO	103.52	3.54	13.63
		<b>TOTAL U\$</b>		<b>40.08</b>

**Tabla # 36. Cantidad de Materiales.** (Fuente Propia).

DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	500 KVA CANTIDAD
HILAZA	Kg	2.00
ALCOHOL 100%	Gln	1.00
KIT CLOR-N-OIL-50	Kit	1.00
REACTIVOS DE ACIDEZ	Und	1.00
CEPILLO MANGO DE MADERA	Und	1.00
GRASA ELÉCTRICA	Tubo	1.00

**Tabla # 37. Costos de Materiales.** (Fuente Propia).

DESCRIPCION	Unidad Medida	Costo U\$/ unit	500 KVA Costo U\$
HILAZA	Kg	1.47	2.94
ALCOHOL 100%	Gln	9.25	9.25
KIT CLOR-N-OIL-50	Kit	15.00	15.00
REACTIVOS ACIDEZ	Und	18.00	18.00
CEPILLO MANGO DE MADERA	Und	2	2.00
GRASA ELÉCTRICA	Tubo	3	3.00
<b>COSTO TOTAL EN U\$</b>			<b>50.19</b>

**Tabla # 38. Consumo de Combustibles.** (Fuente Propia).

MARCA	RENDIMIENTO KMS/GAL	KILOMETROS A RECORRER	CANTIDAD GALONES	COSTO UNITARIO X GLN EN U\$	COSTO TOTAL X GLN EN U\$
MICROBUS	30	60	2.40	4.00	9.60
MAZDA	30	30	1.20	4.00	4.80
				<b>TOTAL U\$</b>	<b>14.40</b>

**Tabla # 39. Costo de Alquiler de Vehículos.** (Fuente Propia).

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DE DÍAS	COSTO UNITARIO U\$	COSTO TOTAL U\$
MICROBUS	0.5	50	25
MAZDA	0.5	75	37.5
		<b>TOTAL</b>	<b>62.5</b>



**Tabla #40. Resumen de Costos Totales.** (Fuente Propia).

DETALLES		500 KVA en U\$
MANO DE OBRA		40.08
MATERIALES		50.19
EQUIPOS		195.575
GASTOS DIRECTOS		<b>285.845</b>
GASTOS INDIRECTOS	20%	57.169
UTILIDAD	10%	28.5845
IVA 15%		42.8767
<b><u>TOTAL = 414.4752</u></b>		

- **Conclusiones.**

En nuestra investigación logramos establecer y analizar los tipos de ensayos que se realizan a los Transformadores de Distribución en el país (Nicaragua), esto para determinar el diagnóstico del mismo, determinando que ningún procedimiento de prueba de diagnóstico individual, suministra toda la información necesaria para evaluar a un Transformador de Distribución, para tal situación debe realizarse un conjunto de básico de ensayos tales como:

- Ensayos Físico-Químico.
- Cromatografía de Gases Combustibles Disueltos (DGA).
- Ensayos Eléctricos.

También conocimos las normas de pruebas utilizadas en el país, para determinar el diagnóstico de Transformadores de Distribución, las cuales demuestran al usuario si el equipo cumple con las normas y criterios correspondientes. Actualmente nuestro país hace uso de normas internacionales entre ellas tenemos; ANSI, IEEE, IEC y ASTM, ya que Nicaragua no tiene normas propias (Ver ejemplo en el Anexo).

Seguidamente logramos establecer que un diagnóstico confiable requiere cumplir con:

- a) Información completa y detallada del Transformador de Distribución.
- b) Condiciones de operación.
- c) Toma de muestra bajo un estricto procedimiento de control de calidad.
- d) Procesamiento adecuado de las muestras en laboratorio.
- e) Registro y consolidación de los resultados de los ensayos realizados (Físico-Químico, Eléctricos y DGA).
- f) Elaboración del diagnóstico. Además de tener los conocimientos se debe sumar la experiencia y habilidades.

Posteriormente determinamos el costo de la inversión de dinero en las pruebas de diagnóstico de Transformadores de Distribución hasta 500 KVA, el procedimiento es el mismo para cualquier potencia y tipo de transformador, pero algunos datos de las tablas cambian, otros se mantienen. Por último se adquirió la capacidad de interpretar los resultados de los ensayos, a través de un informe técnico con su protocolo de pruebas, las cuales deberán cumplir con las normas utilizadas en el país (Ver ejemplo en anexo).

- **Bibliografía.**

- Alarcón Ramón. (Diciembre 2007). **Pruebas y Procesos para Prolongar la Vida Útil de los Transformadores de Distribución.** Seminario Técnico. Managua-Nicaragua.
- Archivos Digitales (Varios) de Fuente Propia.
- Convenio de Basilea (Marzo-2003). **Preparación de un Plan Nacional de Manejo Ambientalmente Adecuado de los Bifenilos Policlorados (PCB) y de Equipos Contaminados con PCB.** Manual de Capacitación. Instalaciones de ENTRESA. Managua- Nicaragua.
- G.E Prolec. (2014). **Manual para Transformadores de Distribución Sumergidos en Líquido Aislante.** Folleto. Mexico.
- Gill Paul. (2009). **Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.** Second Edition. University Of West Florida. CRC Press. Pensacola-Florida.
- Martínez José Luis. (Agosto 2014). **Curso de Mantenimiento de Transformadores de Distribución.** Comité Regional de la CIER para Centroamérica y el Caribe “CECACIER”. Instalaciones ENATREL. Managua-Nicaragua.
- Martínez Briones María Gabriela. (2005). **Análisis Técnico y Económico de la Recuperación de los aceite Dieléctricos con Tierra Fuller y Desludificación de Bobinados en Transformadores.** Tesis de Grado de Ingeniería Eléctrica. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil-Ecuador.
- Norma ANSI/ IEEE C 57. 12.00-(2006). **Requerimientos para Transformadores de Distribución, Potencia y Reguladores Sumergidos en Líquidos.**
- Norma NMX-J-116-(2004). **Transformadores de Distribución Tipo Poste y Subestación.**
- Norma ASTM-(2006). **Requerimientos para Transformadores de Distribución, Potencia y Reguladores Sumergidos en Líquidos.**
- Norma IEC – 76- (2006). **Requerimientos para Transformadores de Distribución, Potencia y Reguladores Sumergidos en Líquidos.**

## **Anexos**

**Managua, 03 de Octubre de 2016.**  
**CAR-EDSS-001-03-10-2016.**

**Ing. Ramiro Arcia Lacayo.**  
**Gerente de Planta.**  
**UNI.RUSB.**

Su despacho:

Estimado Ingeniero Arcia.

Por este medio le remito y adjunto informe de las pruebas de diagnóstico realizada al transformador de distribución, ubicado en las instalaciones del Recinto Universitario Simón Bolívar, la cual se llevó a cabo el 30 de Septiembre del año en curso.

Atentamente.

-----  
**Edgard Sevilla Sánchez.**  
**Ingeniero de Diagnóstico.**

**INFORME:**  
**EDSS-002-03-10-2016.**

Por este medio le remito informe y protocolo de las pruebas de diagnóstico realizadas al Transformador de Distribución, que se encuentra ubicado en las instalaciones del Recinto Universitario Simón Bolívar, la cual se llevó a cabo el 30 de Septiembre del año en curso.

A continuación detallo los datos característicos del Transformador de Distribución:

**1. Datos característicos:**

**Transformador #1.**

**Cliente:** UNI  
**Ubicación:** Subestación 001  
**Marca:** ERMCO  
**Potencia:** 500 KVA  
**Tensión:** 13,800V/380-220V  
**Conexión:** Dyn5  
**Serie:** XXXXXXXX  
**Z=** 5.56%

**2. Inspección física.**

- Se encontró fuga en los sellos de los porta fusibles (Parte fija interior y en la parte extraíble del fusible Ver foto #1 y 2).



**Figura #1. Fuga en los Empaques de Porta Fusibles. (Fuente Propia).**

- Se observó mucha tela de araña, alta concentración de polvo y el piso con residuos de aceite dieléctrico (Dentro del Gabinete).



**Figura #2. Interior del Gabinete del Transformador de Distribución. (Fuente Propia).**

- El nivel de aceite se encuentra por debajo del rango normal.
- A continuación se detallan los resultados de pruebas de diagnóstico anteriores

VISUAL INSPECTION		
DATE	SAMPLE TEMP	TOP TEMP
02/24/2010	42°C	60°C
07/28/2010	42°C	60°C
02/11/2011	36°C	

LIQUID SCREEN TEST DATA				
DATA	ACID	DIEL 877	COLOR	VISUAL
02/22/2010	0.030 AC	50.00 AC	2.00 AC	CLEAR AC
06/04/2010	0.030 AC	45.00 AC	3.00 AC	CLEAR AC
11/15/2011	0.040 AC	50.00 AC	2.50 AC	CLEAR AC
12/18/2011	0.020 AC	50.00 AC	2.50 AC	CLEAR AC
02/24/2012	0.020 AC	50.00 AC	3.00 AC	CLEAR AC
07/28/2014	0.040 AC	50.00 AC	2.50 AC	CLEAR AC
30/09/2016	0.040 AC	47.00 AC	3.00 AC	CLEAR AC

LIQUID POWER FACTOR		
DATA	25°C	100°C
12/18/2011	0.029 AC	1.890 AC
02/24/2012	0.062 AC	3.240 QU
07/28/2014	0.068 AC	4.690 UN
30/09/2016	0.041 AC	4.030 UN

GAS-IN-OIL. ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM.										
DATA	HIDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUST.
02/22/2010	8	1,548	93,742	129	494	14,441	174	15	ND	820
06/04/2010	ND	5,433	84,010	176	273	9,312	325	21	ND	795
11/15/2011	ND	2,850	81,003	194	259	8,495	380	27	ND	860
12/18/2011	ND	2,998	67,012	169	219	7,878	346	25	ND	759
02/24/2012	6	4,306	88,768	180	236	7,291	387	26	ND	835
07/28/2014	9	438	76,721	179	255	7,065	369	31	ND	843
30/09/2016	9	1910	75,856	180	233	8,147	349	21	ND	792

### 3. Pruebas de Diagnóstico Realizadas.

Para determinar el estado en que se encuentra el transformador, se realizaron los siguientes ensayos:

- Aspecto Visual del Aceite Dieléctrico.
- Color del Aceite Dieléctrico.
- Número de Neutralización o Acidez del Aceite Dieléctrico.
- Rigidez Dieléctrica del Aceite Dieléctrico.
- Factor de Potencia del Aceite Dieléctrico.
- Análisis de Gases Disueltos del Aceite Dieléctrico (DGA).
- Resistencia Óhmica.
- Relación de Transformación.
- Resistencia de Aislamiento.

Se adjunta protocolo de pruebas de diagnóstico.

### 4. Conclusiones del Diagnóstico.

Después de evaluar los resultados de las pruebas de Diagnóstico realizadas, se concluye que:

- El transformador de distribución, se encuentra en condiciones regulares de operación.
- El número de neutralización tiende a incrementarse, pero se mantiene sobre el rango de aceptable.



- El Factor de Potencia a 25°C y 100°C en el aceite dieléctrico tiende a incrementarse, pero a 100°C está en el rango de inaceptable.
- Después de evaluar los resultados obtenidos en el DGA por los diferentes métodos, se determinó que en el transformador se encuentra generando una Falla térmica menor a 300°C, el equipo está bajo la condición 2 de operación, según lo establecido bajo la norma ANSI C57.104-2007. Presentando una generación de gases tales como; Gases Combustibles Totales, Dióxido de Carbono, Metano y Etano, por encima de lo especificado en la norma para operar bajo una condición normal, siendo esta una condición que se deberá tener precaución con los gases alterados.

## **5. Recomendaciones.**

- Hacer un mantenimiento preventivo programado (A corto plazo), en el cual se recomienda extraer la parte activa del transformador y revisar internamente el aislamiento sólido (Verificar estado de las pantallas de cartón, espaguetis de papel kraft y creepe).
- Limpieza de la Parte Activa del Transformador de Distribución.
- Secar al horno y al vacío, la parte activa del Transformador de Distribución.
- Cambiar todos los empaques del Transformador de Distribución.
- Regenerar el Aceite dieléctrico (Líquido Aislante) con máquina termo- vacío y tierra fuller.
- Pintar interna y externa la cuba del transformador de distribución.
- Limpieza y engrase de aislador de alta tensión, el inserto y el codo.
- Limpieza de cables XLPE de alta tensión.

-----  
**Edgard Sevilla Sánchez.**  
**Ingeniero de Diagnóstico**

## Protocolo de Pruebas de Transformadores.

Datos generales.

Fecha: JUEVES 03 DE OCTUBRE DE 2016

Cliente: **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA (UNI-RUSB).**

Clave del equipo: TR-SB-001

Localización: SUBESTACIÓN 001

Orden de trabajo: XXXXX

Datos técnicos.

Marca: ERMCO Potencia: 500 KVA.

Número de fases: 3

Enfriamiento:

Serie: XXXXXXXX

Modelo:

Año de fabricación: 2005

Tipo / Clase: Inmerso en Aceite.

Tensión

Alta: 13,800 Voltios.

Baja: 380-220 Voltios.

Terciario: - Voltios.

Conexión: Alta: Delta

Baja: Estrella

Terciario: -

Grupo de conexión: Dyn5

Impedancia: 5.56 %

Regulación del Taps.

1) 14,490

2) 14,145

3) 13,800

4) 13,455

5) 13,110

Temperatura.

Devanado: 35 °C

Nucleo: 35 °C

Ambiente: 32 °C

Humedad: 30 %

Respiración.

Libre:            Sellado: X

Sellado con gas:            Conservador:           

Pesos.

Aceite:            Kg.

Tanque y bobina:            Kg.

Total:            Kg

**Rigidez dieléctrica.**

Marca: Megger      Modelo: OTS 100 AF/2      Serie: 054304

Norma de prueba: **ASTM D1816**      Muestra: **Inferior tanque principal.**

Ítem	Tensión de Ruptura
1	50.60
2	57.00
3	56.70
4	59.70
5	58.30
<b>Promedio</b>	<b>56.46</b>
<b>S</b>	<b>3.48</b>
<b>S/X</b>	<b>0.06</b>

Norma de prueba: **ASTM D877**      Muestra: **Inferior tanque principal.**

Ítem	Tensión de Ruptura
1	47.10
2	49.30
3	51.80
4	50.50
5	42.30
<b>Promedio</b>	<b>48.20</b>
<b>S</b>	<b>3.72</b>
<b>S/X</b>	<b>0.08</b>

**Criterios de Norma ASTM D 877:**

	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
Kv	≥ 30 Kv.	<30 Kv - ≥ 25 Kv	< 25 Kv

**Criterios de Norma ASTM D 1816:**

	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
≤ 69 Kv	≥ 40 Kv.	<40 Kv - ≥ 35 Kv	< 35 Kv

>69Kv - <230 Kv	≥ 47 Kv.	<47 Kv - ≥ 42 Kv	< 42 Kv
≥ 230 Kv	≥ 50 Kv.	<50 Kv - ≥ 45 Kv	< 45 Kv

\* Valor mínimo permitido para tensión de ruptura **30 Kv.**

\*\* Valor máximo permitido para s/x para aceites nuevos **0.10**, para usados **0.15 - 0.20.**

**Resistencia de aislamiento. (5 Kv cd.)**

**Norma:** ANSI C57.12.91.10

**Marca:** **MEGGER**

**Modelo:** MIT 1020

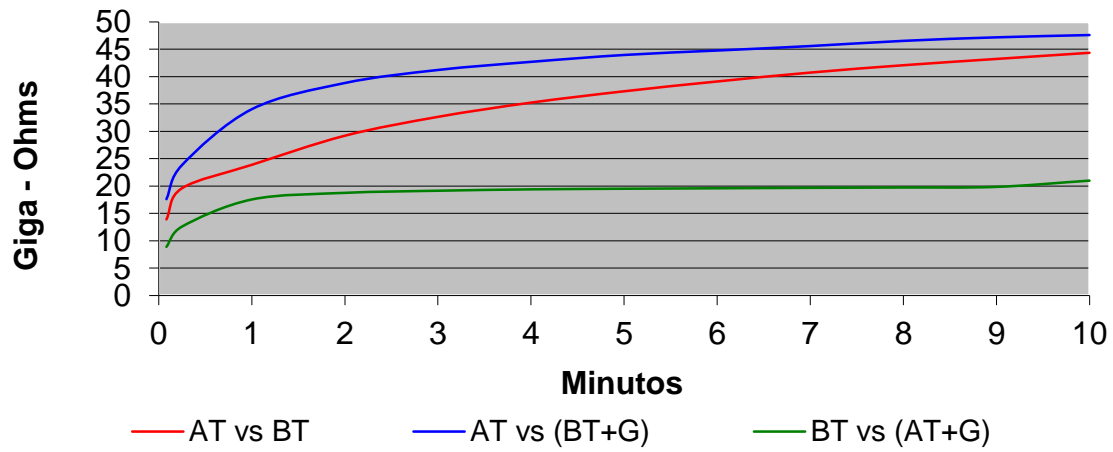
**Serie:** \_\_\_\_\_

		Giga - Ohms @ 20 °C		
Ítem	Tiempo	AT vs BT	AT vs (BT+G)	BT vs (AT+G)
1	0.08	13.916	17.612	8.904
2	0.25	19.600	23.828	12.600
3	1	23.884	34.048	17.556
4	2	29.204	38.836	18.760
5	3	32.648	41.216	19.152
6	4	35.252	42.700	19.404
7	5	37.324	43.960	19.516
8	6	39.116	44.772	19.600
9	7	40.740	45.584	19.684
10	8	42.084	46.536	19.740
11	9	43.232	47.180	19.852
12	10	44.352	47.600	21.000
13	Rad.	1.22	1.43	1.39
14	Índice P.	1.86	1.40	1.20

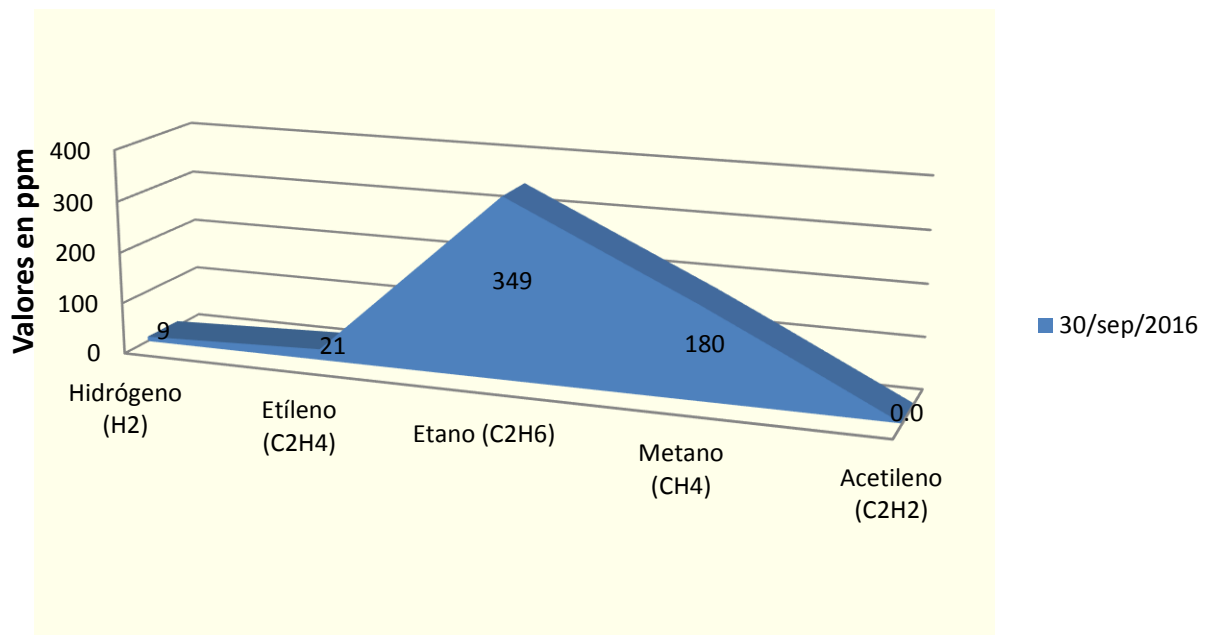
**NOTA:**

El resultado de la prueba de IP, se determina que esta en buenas condiciones ya que el valor establecido tiene que ser mayor a 1.15.

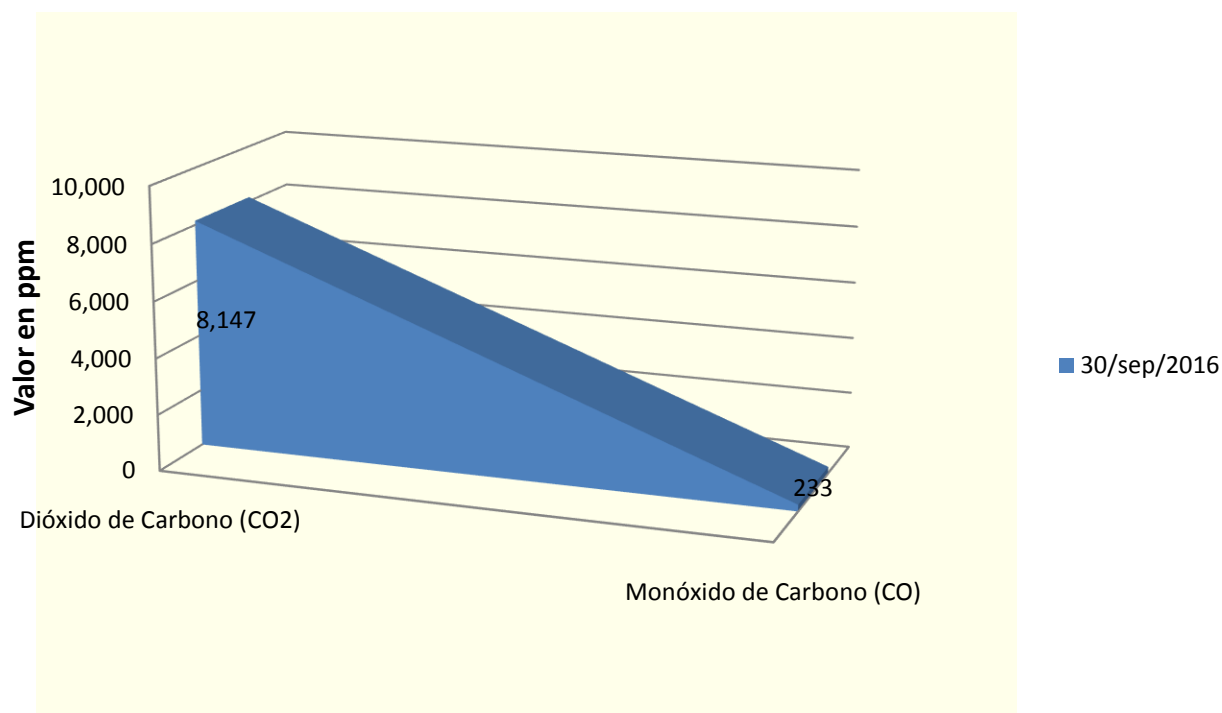
## Grafico de Resistencia de Aislamiento.



## Comportamiento de Gases Combustibles en el Tiempo.



## Comportamiento de Gases no Combustibles en el Tiempo.



## Evaluación de una posible de falla por el análisis de la separación de la generación de Gases Combustibles. Según norma IEC 60599-2007.

		30/Sep/2016
Relación 1 (R1)	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	20.00
Relación 2 (R2)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	#¡VALOR!
Relación 3 (R3)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	#¡VALOR!
Relación 4 (R4)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	#¡VALOR!
Relación 5 (R5)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.06
Relación 6 (R6)	CO <sub>2</sub> /CO	34.97
Relación 7 (R7)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub>	#¡VALOR!

## Relaciones Básicas según IEC 60599-2007.

La norma IEC 60599-2007, establece tres relaciones importantes para evaluar la generación de gases combustibles en un transformador, estas son las siguientes: R2, R1, R5.

Caso	Característica de falla	R2	R1	R5
PD	Descargas Parciales	NS	< 0.1	< 0.2
D1	Descargas de Baja Energía	> 1	0.1 - 0.5	> 1
D2	Descargas de Alta Energía	0.6 - 2.5	0.1 - 1	> 2
T1	Falla Térmica menor a 300 °C	NS	>1 - NS	<1
T2	Falla Térmica, 300 °C<t<700 °C	< 0.1	> 1	1 - 4
T3	Falla Térmica mayor a 700 °C	< 0.2	> 1	> 4

Muestras	Resultados			Diagnóstico
30/sep/2016	#¡VALOR!	20.00	0.06	Falla Térmica menor a 300 °C

-----  
**Edgard Sevilla Sánchez.**  
**Ingeniero de Diagnóstico.**

CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y LAS NORMAS QUE SE UTILIZAN EN EL PAÍS.				
PRUEBA	NORMA	AC	CU	IN
CLOR-N-OIL-50.	EPA SW-846 9079 US.	≤ 50 PPM		> 50 PPM
ANALIZADOR L2000-DX.		≤ 1 PPM		> 1 PPM
COLOR.	ASTM D1500	≤ 3.5		> 3.5
ASPECTO VISUAL.	ASTM D 1524	CLARO	OBSCURO	TURBIO
N° DE NEUTRALIZACIÓN.	ASTM D974	≤ 0.05	> 0.05 A □ 0.10	> 0.10
RIGIDEZ DIELÉCTRICA.	ASTM D877	≥ 30KV	≥ 25KV A < 30 KV	< 25KV
	ASTM D1816 1mm	≥ 23KV	≥ 18KV A < 23KV	< 18KV
	ASTM D1816 2mm	≥ 40KV	≥ 35KV A < 40KV	< 35KV

FACTOR DE POTENCIA.	ASTM D924 A 25°C	< 0.1%	$\geq 0.1\%$ $A \leq 0.3\%$	> 0.3%
	ASTM D924 A 100°C	< 3%	$\geq 3\%$ $A \leq 4\%$	> 4%
	IEC 60247 A 20°C	< 0.5%	> 0.5% $A \leq 1\%$	> 1%
ANALISIS DE GASES DISUELTOS	IEC 60599-2007	(RECOMENDACIONES BASADOS EN		
	ANSI/IEEE C57.104.2007.	CRITERIOS, MÉTODOS, DATOS		
	MÉTODO GASES CLAVES	EXPERIENCIA Y TENDENCIAS).		
	MÉTODO ROGERS			
	MÉTODO TRIÁNGULO DUVAL			
GRUPOS DE CONEXIÓN	ANSI C57.12.70. 1990.	VER CATÁLOGO		
	CEI/IEC 76-1-1993.	VER CATÁLOGO		
	AS-2374, PART 4-1997.	VER CATÁLOGO		
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	ANSI C57.12.91.7.	VER EJEMPLO PRÁCTICO EN ANEXO		
RESISTENCIA ÓHMICA	ANSI C57.12.91.5.	VER EJEMPLO PRÁCTICO EN ANEXO		
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	ENATREL TTE.	VER EJEMPLO PRÁCTICO EN ANEXO		
ÍNDICE DE ABSORCIÓN	ANSI C57.12.91.10.	VER EJEMPLO PRÁCTICO EN ANEXO		
ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	ANSI C57.12.91.10.	VER EJEMPLO PRÁCTICO EN ANEXO		